

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

621.182
С594

ый комплект учебников



Учебник



Начальное
профессиональное
образование

Энергетика

Б. А. Соколов

Котельные установки и их эксплуатация

УДК 621.182/.183(075.32)
ББК 31.361я722
С594

Рецензент —
преподаватель теплогазотехнического цикла дисциплин УПК ГУП «Мосгаз»
Т. В. Абрамчук

Соколов Б. А.
С594 Котельные установки и их эксплуатация : учебник для
нач. проф. образования / Б. А. Соколов. — 2-е изд., испр. — М. :
Издательский центр «Академия», 2007. — 432 с.
ISBN 978-5-7695-3812-4

Рассмотрены принципы работы и конструкции котельных агрегатов, их основных элементов и вспомогательного оборудования. Приведены сведения об энергетических топливах и организации их сжигания, освещены вопросы подготовки воды на тепловых электрических станциях, дано описание ряда контрольно-измерительных приборов и схем автоматического регулирования котлов. Большое внимание уделено вопросам эксплуатации котельных агрегатов и вспомогательного оборудования.

Для учащихся образовательных учреждений начального профессионального образования. Может быть использован в учебных комбинатах и на производстве для профессионального обучения рабочих.

УДК 621.182/.183(075.32)
ББК 31.361я722

*Оригинал-макет данного издания является собственностью
Издательского центра «Академия», и его воспроизведение любым способом
без согласия правообладателя запрещается.*

© Соколов Б. А., 2005
© Образовательно-издательский центр «Академия», 2005
ISBN 978-5-7695-3812-4 © Оформление. Издательский центр «Академия», 2005

ПРЕДИСЛОВИЕ

Теплотехническая отрасль охватывает методы получения теплоты, преобразования ее в другие виды энергии (механическую, электрическую и т. д.), распределения, транспортирования, использования теплоты с помощью тепловых машин, аппаратов и устройств. Для обслуживания теплотехнического оборудования необходима тщательная подготовка квалифицированных кадров. На всех уровнях обслуживания важны профессиональные навыки эксплуатации тепломеханического оборудования. Надежность и эффективность работы оборудования в значительной степени определяется уровнем эксплуатации, грамотностью обслуживающего персонала, его умением быстро ориентироваться в разных ситуациях и принимать правильные решения. Это возможно лишь при хорошем знании эксплуатируемого оборудования, условий его работы, а также сопутствующих физико-химических процессов и путей управления ими.

В учебнике рассматриваются принципы работы котельных установок тепловых электрических станций и промышленных предприятий. Дано описание конструкций основных теплотехнических устройств. Особое внимание уделено изложению физических основ рабочих процессов, протекающих в котельных агрегатах. Наряду с конструкциями котельных установок рассмотрены устройства системы подготовки воды и топлива, топливopодачи, золоулавливания и золоудаления. Показано, что грамотная эксплуатация основного и вспомогательного оборудования тесно связана с вопросами защиты окружающей среды, мерами борьбы с выбросами в атмосферу отходов производства.

Настоящая книга является учебником для учащихся начального профессионального образования, обучающихся по профессии «Машинист котлов».

Промышленность и энергетика как основные и тесно взаимосвязанные отрасли народного хозяйства представляют собой совокупность предприятий, обеспечивающих производственную базу страны. Понятием «энергетика» охватывается широкий круг технических средств, предназначенных для выработки, преобразования, передачи и использования электрической, тепловой и других видов энергии, а также энергоносителей, таких как сжатый воздух, кислород и др. Особо важное значение имеет электрическая энергия в силу универсальности ее применения в промышленности, на транспорте, в быту. Средствами электроэнергетики возможна передача электрической энергии при минимальных ее потерях на многие сотни километров.

Примерно 85 % электрической энергии в нашей стране производится на тепловых электрических станциях (ТЭС), на которых электрическая энергия вырабатывается с использованием химической энергии сжигаемого органического топлива. Электрическую энергию вырабатывают также на атомных электрических станциях (АЭС) — электрических станциях, работающих на ядерном топливе, на гидроэлектростанциях (ГЭС), потребляющих энергию потока воды. Таким образом, тип электрической станции (ТЭС, АЭС, ГЭС) зависит от источника потребляемой энергии. При этом независимо от типа станции электрическую энергию (сокращенно — электроэнергию) вырабатывают, как правило, централизованно. Это означает, что отдельные электрические станции работают параллельно на общую электрическую сеть и объединены в электрические системы, охватывающие значительные территории с большим числом потребителей электроэнергии. Благодаря централизации производства электроэнергии повышается надежность снабжения электрической энергией (далее по тексту — электроснабжение) потребителей, уменьшается необходимая резервная мощность, снижается себестоимость вырабатываемой электроэнергии.

Помимо централизованного электроснабжения широко используется и централизованное снабжение теплотой в виде горячих воды и пара, вырабатываемых на некоторых электростанциях одновременно с электричеством, т.е. наряду с электрическими сетями существуют тепловые сети.

Производящие электроэнергию электрические станции, электрические и тепловые сети, а также потребители электрической и тепловой энергии в совокупности составляют энергетическую систему.

Основными тепловыми электрическими станциями на органическом топливе являются паротурбинные электрические станции, которые, в свою очередь, подразделяются на конденсационные (КЭС), вырабатывающие только электрическую энергию, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), предназначенные для одновременной выработки электрической и тепловой энергии.

Паротурбинные электрические станции вырабатывают одновременно два вида энергии (электрическую энергию и теплоту), т.е. дают возможность лучше использовать сжигаемое топливо, повысить мощность одного агрегата, отличаются относительно высокой экономичностью, наименьшими по сравнению с другими электрическими станциями удельными капитальными затратами на сооружение. Основными тепловыми агрегатами, например, ТЭС являются паровой котел и паровая турбина.

Паровой котел — это устройство для выработки пара с давлением выше атмосферного за счет теплоты от сжигания топлива.

Последовательность получения и использования пара и преобразования одних видов энергии в другие можно проследить на примере электрической станции, работающей на твердом топливе (рис. В1). На рис. В2 приведены возможные тепловые схемы подобных паротурбинных электрических станций (сокращенно — электростанций).

Технологическая схема процесса сводится к следующему. Топливо (см. рис. В1) поступает на электростанцию преимущественно по железной дороге. Из вагонов 14 топливо выгружается в разгрузочном сарае 15 с помощью вагоноопрокидывателей в специальные бункеры, под которыми расположены конвейеры 16. Конвейерами топливо через дробильное помещение 12 подается в бункеры 5 сырого угля котельного цеха или на резервный склад 13. Перед подачей топлива из бункера сырого угля в топку 21 парового котла 9 его предварительно размалывают в мельницах 22 и одновременно высушивают горячим воздухом. На пути к бункерам 6 угольной пыли поток пылевидного топлива проходит через сепаратор 7 для отделения крупных частиц топлива, которые возвращаются в мельницу для доизмельчения. Готовая пыль улавливается в циклонах 8, из которых ее перегружают в накопители — бункеры угольной пыли 6. Далее по мере необходимости ее направляют в топку для сжигания в потоке воздуха. С этой целью строго определенные дозы угольной пыли подают в пылепроводы и далее пыль захватывается потоком воздуха и поступает в топку. Воздух для сжигания и транспортировки приготовленной пыли подается с

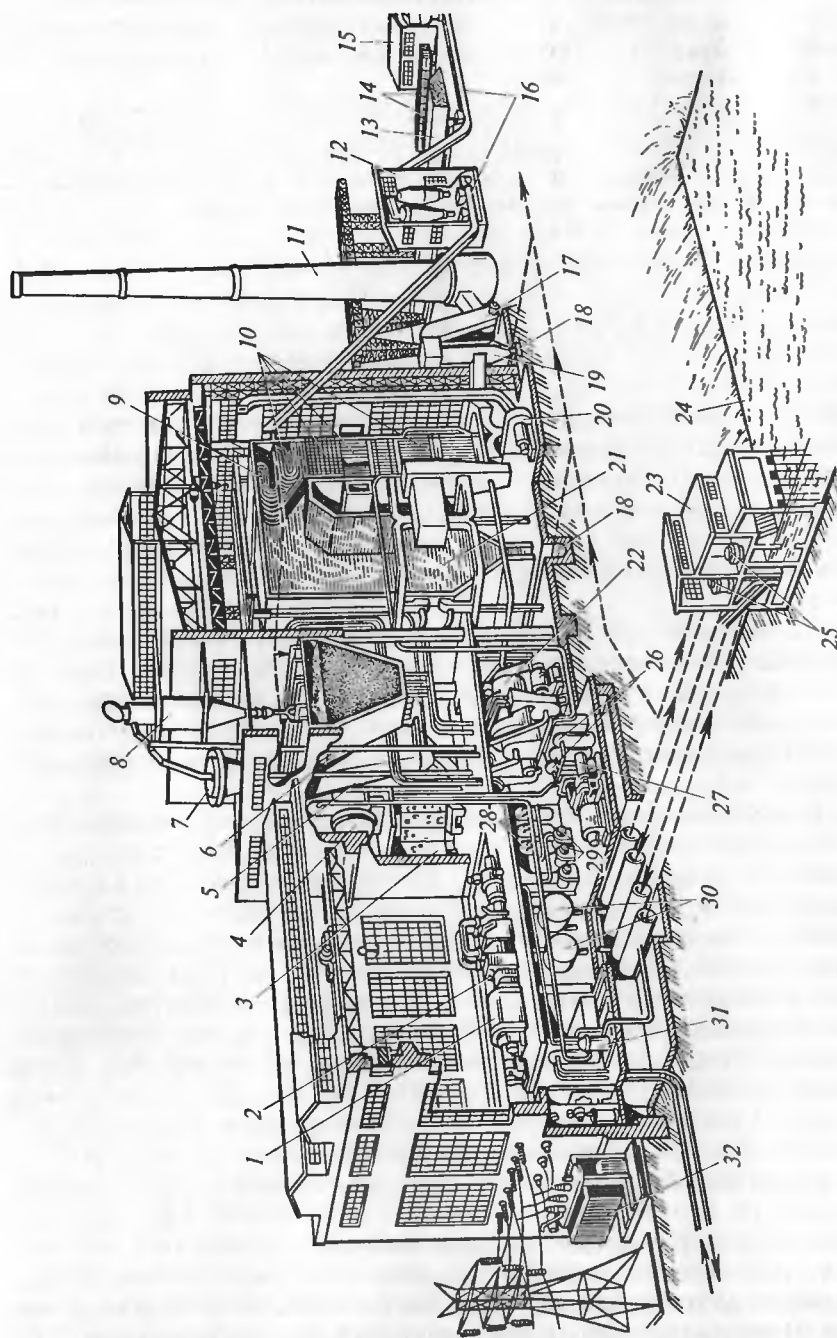


Рис. VI. Электрическая станция, работающая на твердом топливе:

1 — генератор; 2 — турбина; 3 — щит управления; 4 — деаэратор; 5 — бункер сырого топлива (угля); 6 — бункер угольной пыли; 7 — сепаратор; 8 — циклон; 9 — паровой котел; 10 — поверхности нагрева котла; 11 — дымовая труба; 12 — дробильное помещение; 13 — резервный склад; 14 — железнодорожные вагоны; 15 — разгрузочный сарай; 16 — конвейеры; 17 — дымососы; 18 — каналы гидро-золоудаления; 19 — золоуловитель; 20 — дутьевой вентилятор; 21 — топка парового котла; 22 — мельница; 23 — береговая насосная станция; 24 — водоем; 25 — насосы; 26 — подогреватели высокого давления; 27 — питательные насосы; 28 — подогреватели низкого давления; 29 — конденсатные насосы; 30 — конденсаторы; 31 — установка химической очистки воды; 32 — преобразователи (трансформаторы) электроэнергии

помощью дутьевого вентилятора 20. В топке 21 происходит сжигание угольной пыли, основная часть образующейся золы выносятся с продуктами сгорания и направляется в золоуловитель 19, часть золы выпадает в каналы 18 гидрозолоудаления. Очищенные от золы продукты сгорания с помощью дымососа 17 направляются в дымовую трубу 11 и рассеиваются в атмосфере.

Горение топлива — это химический процесс с выделением теплоты, которая поглощается поверхностями 10 нагрева котла, находящимися в топке, соединительном газоходе и опускной шахте.

Получаемый в процессе теплообмена в котле 9 пар направляется в паровую турбину 2, которая приводит в действие электрический генератор 1. В результате вырабатывается электрический ток, который поступает в преобразователи 32 электроэнергии и далее направляется в электрическую сеть. Практически все паровые турбины для повышения экономичности выполняют многоступенчатыми, т.е. расширение пара от начального до конечного давления и преобразование его тепловой энергии в механическую работу осуществляется не в одной, а в ряде последовательно расположенных ступеней. В последних ступенях турбины при охлаждении пара могут появиться капли влаги, которые вызывают износ лопаток турбины. Для уменьшения степени конденсации пара в последних ступенях турбины понижают давление (повышают вакуум). С этой целью применяют конденсаторы 30, в которых используется вода из естественного или искусственного водоема 24, подаваемая насосами 25, установленными на береговой насосной станции 23.

Конденсат, полученный в конденсаторах, насосами 29 перекачивается в подогреватели 28 низкого давления (ПНД) и далее в деаэратор 4, где при температуре, близкой к температуре насыщения, происходит удаление растворенных в воде газов, способных вызывать внутреннюю коррозию металлических частей оборудования. В результате утечки через неплотности в трубопроводах ТЭС или в линиях потребителей ТЭС возможны потери конденсата.

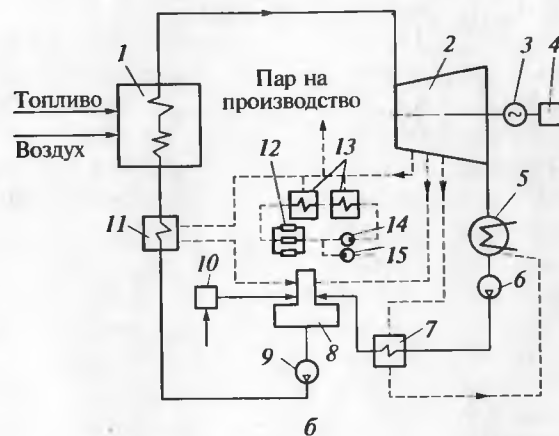
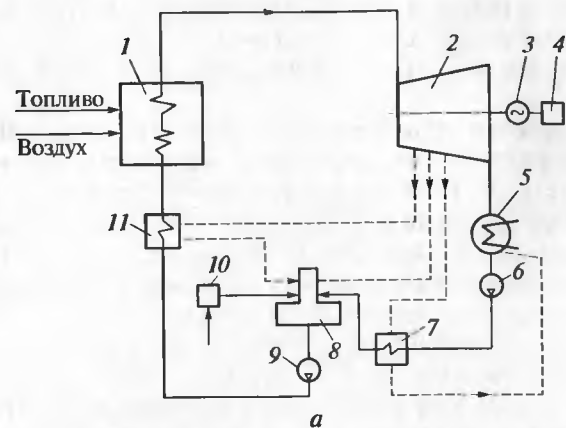


Рис. В2. Упрощенная тепловая схема электрической станции:

а — КЭС (конденсационной); *б* — ТЭЦ (теплоэлектроцентрали); 1 — паровой котел; 2 — турбина; 3 — генератор; 4 — преобразователь электрической энергии; 5 — конденсатор; 6 — конденсатный насос; 7 — подогреватель низкого давления; 8 — деаэрактор; 9 — питательный насос; 10 — установка химической очистки воды; 11 — подогреватель высокого давления; 12 — потребители теплоты; 13 — подогреватели сетевой воды (бойлеры); 14 — насос сетевой воды; 15 — подпиточный насос

Потери восполняются химически очищенной в специальных установках 31 водой, которую добавляют в деаэрактор. Далее дегазированная и подогретая вода, называемая питательной, снова подается питательными насосами 27 в паровой котел 9. При этом она дополнительно подогревается в регенеративных подогревателях 26 высокого давления (ПВД). Подогрев воды в ПНД, деаэраторе, ПВД позволяет повысить КПД цикла электростанции.

Контроль за работой котельной установки и турбины и управление их работой ведется из специального помещения, в котором расположены щиты контрольно-измерительных приборов и щиты управления.

Упрощенная тепловая схема КЭС приведена на рис. В2, *а*. Вырабатываемый в котельном агрегате пар поступает в турбину 2, которая приводит в действие генератор 3, вырабатывающий электрический ток. Отработанный в турбине пар поступает в конденсатор 5, откуда конденсатным насосом 6 направляется в подогреватель 7 низкого давления (ПНД) и далее в деаэрактор 8, где из воды удаляются растворенные в ней газы — O_2 , CO_2 и др.

Из деаэратора вода питательным насосом 9 подается в подогреватель 11 высокого давления (ПВД). Деаэрактор 8, ПНД 7 и ПВД 11 обогреваются паром регенеративных отборов от турбины 2. Для восполнения потерь конденсата используется вода, очищенная в установке 10 химической очистки воды.

Тепловая схема ТЭЦ (рис. В2, *б*) отличается от схемы КЭС наличием отводящих паропроводов к промышленным и тепловым потребителям пара и специальных подогревателей 13 сетевой воды — бойлеров, использующих отборы пара из турбины, насосов 14 сетевой воды, подающих горячую воду потребителям теплоты 12. Подпитка тепловой сети осуществляется с помощью подпиточного насоса 15.

1.1. Агрегатное состояние вещества

Известны четыре состояния, в которых может находиться в природе любое вещество. Такими агрегатными состояниями вещества являются твердое, жидкое, газообразное и плазменное. Все материальные тела состоят из микрочастиц размером порядка 10^{-10} м — атомов, молекул, связанных между собой силами взаимного притяжения и находящихся в состоянии непрерывного хаотического теплового движения. Атом (от греч. *atomos* — неделимый) — это наименьшая частица вещества (химического элемента), которая еще является носителем его химических свойств. Атомы могут существовать как в свободном состоянии (в газе, плазме), так и в виде химических соединений — молекул. Молекулы простых веществ состоят из одинаковых атомов, а молекулы сложных веществ — из разных атомов. Атомы разных элементов имеют неодинаковые размеры и разные массы. Так как атомы имеют форму шара, их размеры характеризуются диаметром или радиусом. Самая маленькая из известных микрочастиц — это атом водорода. Его диаметр приблизительно равен $1 \cdot 10^{-8}$ см, или $1 \cdot 10^{-10}$ м. Диаметр атома, например, хлора приблизительно равен $1,8 \cdot 10^{-8}$ см и т.д. Для выражения таких малых величин используют единицы длины, которые называются ангстремами (Å) и нанометрами (нм): $1 \text{ Å} = 0,1 \text{ нм} = 10^{-9} \text{ м}$.

В этих единицах диаметр атома водорода приблизительно равен 1 Å или $0,1 \text{ нм}$. Микрочастицы часто называют наночастицами.

Различают простые и сложные вещества. Вещества, состоящие из атомов одного вида, называют простыми, как, например, газообразные кислород O_2 , водород H_2 , азот N_2 или твердые углерод C , железо Fe . Вещества, молекулы которых состоят из атомов разного вида, называют сложными. Примерами сложных веществ могут быть газы — диоксид углерода CO_2 (углекислый газ), метан CH_4 , жидкость — вода H_2O и т.д.

На уровне современных знаний атомы, в свою очередь, представляют собой сложнейшие системы элементарных частиц. Каждый атом состоит из положительно заряженного ядра и отрицательно заряженных частиц — электронов, которые движутся вокруг него. Ядро включает в себя положительно заряженные частицы —

протоны, частицы, которые не имеют заряда, — нейтроны и множество (около 300) элементарных частиц и античастиц. Многие элементарные частицы также имеют сложную структуру и также состоят из еще более мелких частиц — кварков. Мир элементарных частиц бесконечен и до конца непознаваем. Их превращения на макроскопическом уровне проявляются и в изменении агрегатного состояния тел (физические превращения), и в изменении состава вещества (химические превращения).

Таким образом, материальные тела могут претерпевать разные изменения как физические, так и химические. Явления, при которых изменяется только агрегатное состояние вещества и не происходит образования новых веществ, называются физическими. Например, при нагревании воды до температуры кипения образуется пар, т.е. ее агрегатное состояние изменяется от жидкого до газообразного. При охлаждении пара снова образуется вода. В данном примере изменяется только физическое состояние воды, новые вещества не образуются. То же наблюдается и при таянии льда. Если же процесс связан с изменением состава и строения вещества, то его называют химическим превращением или химической реакцией. Примером химической реакции является процесс сжигания угля с образованием газообразных продуктов горения. Химические явления происходят и в процессе коррозии металлов, и в реакциях получения металлов из руд и т.д.

Состояние физических тел зависит от межатомного расстояния и сил межатомного притяжения, а также от степени тепловых колебаний частиц около их равновесных положений.

Агрегатное состояние тела определяется в результате этого как твердое (большая сила связи частиц, стабильная упругая форма тела, большая плотность, малая сжимаемость тела), газообразное (частицы не связаны или слабо связаны между собой молекулярными силами притяжения, хаотически движутся, заполняя весь объем, т.е. высокая текучесть) и жидкое (большая плотность и малая сжимаемость, как и у твердого тела, отсутствие упругости и стабильности формы, а также текучесть, как и у газа).

Чтобы сжать твердое тело или разделить его на части, необходимо приложить определенную силу. По сравнению с твердыми веществами в жидкостях сила межчастичного притяжения значительно меньше («ближний порядок»), а расстояние между частицами по порядку величины соответствует размеру самих частиц (около $0,1 \text{ нм}$). В результате жидкость практически не сжимается и в свободном состоянии не имеет определенной формы, объем ее измеряется размером сосуда, в котором она находится.

В газообразных веществах, примером которых служат воздух, пар, горючие и дымовые газы, сила межмолекулярного притяжения очень мала, и напротив, межмолекулярное пространство и подвижность молекул очень велики. Газообразные тела имеют боль-

шую текучесть и не имеют определенного объема. Как и жидкости, они принимают форму сосуда, в котором находятся. По сравнению с твердыми телами и жидкостями газы легко сжимаются.

1.2. Понятие о теплоносителе и его параметрах

Теплоноситель (рабочее тело) — газообразное или жидкое вещество, применяемое в машинах для преобразования энергии, в случае теплообмена для получения теплоты или холода. В котельных теплоносителями являются вода и водяной пар, основными физическими характеристиками которых являются температура, давление, удельный объем или плотность.

Температура — мера теплового состояния или степени нагрева тела. Тепловое состояние тела характеризуется средней внутренней энергией тела, интенсивностью тепловых колебаний его атомов. Чем выше температура, тем она больше. Температура тела может повышаться или понижаться в зависимости от того, подводится или отводится теплота от тела как системы.

Единица измерения температуры — градус. В технике наибольшее распространение получили: а) градус практической стоградусной шкалы Цельсия, обозначаемый $^{\circ}\text{C}$ и равный $1/100$ -й части температурного интервала между 0°C (температура таяния льда) и 100°C (температура кипения воды при атмосферном давлении 0,1 МПа, или, что то же самое 760 мм рт. ст.); б) градус шкалы Кельвина, обозначаемый К и равный $1/273$ -й части термодинамической температуры тройной точки воды на температурной шкале с началом отсчета от абсолютного нуля, расположенного на $273,15^{\circ}\text{C}$ (округленно 273°C) ниже 0°C . (Если допустить, что данная температура $-273,15^{\circ}\text{C}$ будет достигнута, то должно прекратиться тепловое движение микрочастиц и наступит так называемая «тепловая смерть».) Связь между температурными шкалами Кельвина (T) и Цельсия (t) определяется соотношениями: $T = (t + 273)\text{K}$; $t = (T - 273)^{\circ}\text{C}$, но по размеру градусы Цельсия и Кельвина равны ($1^{\circ}\text{C} = 1\text{K}$).

Давление — величина, характеризующая отношение нормально (перпендикулярно к поверхности) направленной силы к площади поверхности, на которую она действует. В теплотехнической отрасли наибольшее распространение получили три вида давления — атмосферное, избыточное и абсолютное.

Атмосферным называют давление воздуха на землю и на предметы, расположенные на ней. Прибор для измерения атмосферного давления называется в метеорологии **барометром**, а само давление — **барометрическим** и обозначается $p_{\text{бар}}$.

Избыточное давление $p_{\text{изб}}$ характеризует превышение его над атмосферным. Это давление измеряется манометром, поэтому также его называют **манометрическим**.

Абсолютное давление $p_{\text{абс}}$ — это давление жидкости или газа в закрытом сосуде. Оно равно сумме атмосферного и избыточного давлений:

$$p_{\text{абс}} = p_{\text{бар}} + p_{\text{изб}}$$

Абсолютное давление может быть больше или меньше атмосферного давления. В случае, если давление ниже атмосферного, оно называется **разрежением** (вакуумом) $p_{\text{разр}}$. Если давление в закрытом сосуде меньше атмосферного, то

$$p_{\text{абс}} = p_{\text{бар}} - p_{\text{разр}}$$

В международной системе единиц СИ давление измеряется как отношение силы в ньютонах к площади 1 м^2 . Эта единица названа «паскалем», или

$$1\text{ Н/м}^2 = 1\text{ Па}.$$

На практике применяют следующие кратные единицы паскаля: 1 килопаскаль (кПа) = 10^3 Па; 1 мегапаскаль (МПа) = 10^6 Па.

Допустимо использование также внесистемных (специальных) единиц измерения давления: кгс/см² (килограмм-сила на квадратный сантиметр, $1\text{ кгс/см}^2 \approx 0,1\text{ МПа}$); мм рт. ст. (миллиметры ртутного столба, $1\text{ мм рт. ст.} = 133\text{ Па}$); мм вод. ст. (миллиметры водяного столба, $1\text{ мм вод. ст.} = 9,81\text{ Па}$).

Все эти единицы давления соотносятся между собой с помощью соответствующих коэффициентов пересчета.

Физическая атмосфера (давление воздуха на уровне моря, равное 760 мм рт. ст. при температуре 0°C)

$$1\text{ атм} = 760\text{ мм рт. ст.} \approx 101\,325\text{ Па} \approx 101\text{ кПа} \approx 0,1\text{ МПа}.$$

Техническая атмосфера равна

$$1\text{ ат} = 1\text{ кгс/см}^2 = 735,56\text{ мм рт. ст.} \approx 98\,066,5\text{ Па} \approx 0,098\text{ МПа}.$$

Удельный объем V_0 газа, воды или пара — это объем единицы массы вещества. Например, для газа объемом V , м^3 , и массой m , кг, удельный объем, $\text{м}^3/\text{кг}$, составит:

$$V_0 = V/m.$$

Плотность ρ газа, воды или пара, а также любого твердого вещества, кг/м^3 , является величиной, обратной удельному объему:

$$\rho = 1/V_0 = m/V.$$

1.3. Основные сведения о теплоте и энергии

Теплота (количество теплоты) — энергетическая характеристика процесса теплообмена, определяется количеством той внутренней энергии, которая самопроизвольно (без внешнего воздействия) пере-

ходит от тел более нагретых к телам менее нагретым путем теплопроводности или лучеиспускания. В отличие от внутренней энергии любого природного тела теплота — это функция процесса. В качестве единицы теплоты используется джоуль (Дж) — единица работы ($1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot \text{м}$) и в то же время механический эквивалент теплоты, кал, необходимой для нагрева 1 г воды на 1°C (от $19,5$ до $20,5^\circ\text{C}$):

$$1 \text{ кал} \approx 4,19 \text{ Дж}.$$

В единицах СИ джоуль является универсальной единицей работы, энергии и количества теплоты:

$$1 \text{ Дж} = 10^7 \text{ эрг} = 0,102 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 1/4,1840 \text{ кал} \approx 0,239 \text{ кал}.$$

Для практических целей можно использовать кратные единицы, например, 1 килоджоуль (кДж) = 10^3 Дж, 1 мегаджоуль (МДж) = 10^6 Дж, 1 гигаджоуль (ГДж) = 10^9 Дж.

Энергия — способность тела или системы совершать работу. Понятие энергии неразрывно связано с движением материи. Энергия — это физическая мера движения материи. Различие отдельных видов энергии (механической, химической, ядерной и т.д.) обусловлено качественным различием конкретных форм движения материальных тел. Работа, совершаемая в единицу времени, называется мощностью, она измеряется в ваттах: $1 \text{ Вт} = 1 \text{ Дж/с}$.

Каждое тело в любом из своих состояний обладает запасом энергии E , представляющей собой сумму кинетической энергии $E_{\text{кин}}$ механического движения тела как системы, потенциальной энергии $E_{\text{пот}}$, обусловленной определенным положением тела в каком-либо внешнем поле сил (например, в поле силы тяжести, в электрическом или магнитном поле и т.д.), а также внутренней энергии U , которая не связана с внешним проявлением движения тела или с наличием внешнего силового поля. Внутренняя энергия складывается из энергии хаотического (теплого) движения составляющих тело частиц и энергии их взаимодействия на электронном уровне. В итоге

$$E = E_{\text{кин}} + E_{\text{пот}} + U.$$

Теплоемкость — это свойство тела поглощать тепловую энергию, определяет интенсивность повышения или понижения температуры вещества при подводе или соответственно отводе теплоты. Теплоемкость C тела равна количеству теплоты Q , Дж, необходимой для повышения температуры тела на один градус. Обычно для измерения температуры используют шкалу Цельсия, а для термодинамических расчетов — шкалу Кельвина. Так как цена деления на этих шкалах приблизительно одинакова и $1^\circ\text{C} \approx 1\text{К}$, формула для расчета теплоемкости имеет вид

$$C = Q/\Delta T \text{ или } C = Q/\Delta t,$$

где T — термодинамическая температура по шкале Кельвина, К; t — показания практической температурной шкалы Цельсия, $^\circ\text{C}$.

В расчетах принято использовать удельную теплоемкость c , т.е. теплоемкость тела, отнесенную к единице массы $c = C/m$ для твердых и жидких тел или к единице объема $c = C/V$ для газов. Соответственно численные значения удельной теплоемкости не зависят от температурной шкалы и для разного агрегатного состояния вещества размерность удельной теплоемкости может быть следующей: кДж/(кг·К) или кДж/(кг· $^\circ\text{C}$) для твердых и жидких тел и кДж/(м³·К) или кДж/(м³· $^\circ\text{C}$) для газов. В практических расчетах используют показания t , $^\circ\text{C}$. Количество теплоты Q , необходимое для нагревания тела массой m от температуры t_1 до температуры t_2 , рассчитывают по формуле

$$Q = cm(t_2 - t_1).$$

Удельная теплоемкость c некоторых веществ, кДж/(кг·К), или кДж/(кг· $^\circ\text{C}$), равна:

Чугун, сталь	0,470
Медь и ее сплавы	0,372
Шлаковая вата	0,764
Кирпич красный	0,882
Вода	4,190

Из приведенных данных видно, что свойство воды как теплоносителя уникальны, ее удельная теплоемкость практически в 10 раз выше, чем у чугуна, стали, меди.

Энтальпия, или **теплосодержание**, является однозначной функцией состояния системы. Численно энтальпия тела равна всей энергии, связанной с данным состоянием тела: $H = U + pV$. В настоящее время не существует методов определения абсолютного значения энтальпии H . При проведении расчетов определяют только ее изменение ΔH в течение разных процессов. Например, для газообразного вещества при изменении его температуры Δt , $^\circ\text{C}$, и постоянном давлении газа p , МПа, энтальпия процесса ΔH , кДж/м³, может быть вычислена по формуле

$$\Delta H_t = c_t \Delta t,$$

где c_t — удельная объемная теплоемкость газообразного вещества при постоянном давлении, кДж/(м³· $^\circ\text{C}$).

В случае жидкости энтальпия кипения, например, воды $\Delta H_{\text{к.в}}$, кДж/кг, в открытом сосуде при 100°C составляет

$$\Delta H_{\text{к.в}} = c_{\text{в}} \Delta t_{\text{в}} = 4,19 \cdot 100 = 419,$$

где $c_{\text{в}}$, $\Delta t_{\text{в}}$ — соответственно удельная теплоемкость, кДж/(кг· $^\circ\text{C}$), и изменение температуры воды (обычно принимают $\Delta t_{\text{в}} = 100^\circ\text{C}$).

Энтальпия сухого насыщенного пара $\Delta H_{н.п.}$, кДж/кг, при атмосферном давлении равна

$$\Delta H_{н.п.} = c_v \Delta t_v + r = 4,19 \cdot 100 + 2258 = 2677 \text{ кДж/кг},$$

где $r = 2258$ кДж/кг — скрытая теплота парообразования воды при атмосферном давлении.

1.4. Первое и второе начала термодинамики

Термодинамика, в которой изучаются закономерности превращения энергии в физико-химических процессах (в том числе превращение теплоты в работу в тепловых двигателях), базируется на двух экспериментально установленных законах, получивших название первое и второе начала термодинамики.

Первое начало термодинамики представляет собой приложение к тепловым явлениям закона сохранения и превращения энергии, который является наиболее общим, универсальным законом природы, применимым ко всем природным явлениям и процессам.

Существует много разных видов энергии, например, кинетическая энергия, связанная с движением тела; электрическая энергия, связанная с движением электрических зарядов; внутренняя энергия тел, обусловленная молекулярным и внутримолекулярным движением; механическая энергия; космическая энергия и т.д. По совершаемой работе все эти виды энергии качественно отличаются одна от другой, но не исчезают, а переходят одна в другую при взаимодействии. Энергия любого вида в результате процессов взаимодействия может трансформироваться в иной вид энергии, причем в изолированной системе сумма всех видов энергии является величиной постоянной.

Согласно закону сохранения и превращения энергии энергия изолированной системы при любых происходящих в системе процессах только видоизменяется, она не уничтожается и не создается вновь. Изменить внутреннюю энергию системы можно двумя способами:

- сообщить системе некоторое количество теплоты Q ;
- совершить внешними силами над системой работу A^* .

В результате изменение внутренней энергии ΔU определяется в виде следующей суммы:

$$\Delta U = Q + A^*.$$

Энергия, переданная путем теплообмена, называется **теплотой**, сообщаемой системе. Вместо работы внешних сил A^* обыч-

но рассматривают работу A системы против внешних сил, т.е. $A^* = -A$. Таким образом, первое начало термодинамики выражается уравнением

$$Q = \Delta U + A,$$

которое можно сформулировать следующим образом: теплота, сообщенная системе, расходуется на изменение внутренней энергии ΔU этой системы и на совершение системой работы A против действия внешних сил.

Если энергия тела меняется только путем теплообмена, то $Q = \Delta U$, т.е. можно считать, что теплота является мерой изменения внутренней энергии тела при теплообмене. Количество подведенной к телу теплоты в некоторых процессах можно рассчитать следующим образом, кДж:

- при изменении температуры тела

$$Q = cm\Delta t,$$

где m — масса тела, кг; c — удельная теплоемкость тела (средняя в пределах изменения температуры тела Δt), кДж/(кг·°C);

- при испарении жидкости (или конденсации пара)

$$Q = rm,$$

где r — скрытая теплота парообразования (конденсации), кДж/кг.

Ответ на вопрос о направлении, в котором происходит переход теплоты между двумя телами и в других более сложных случаях, дает **второе начало термодинамики**, согласно которому теплота самопроизвольно может переходить лишь от тела более нагретого к телу менее нагретому и никогда наоборот. Некомпенсированный переход теплоты от тела с меньшей температурой к телу с большей температурой невозможен.

Второе начало термодинамики определяет условия, необходимые для превращения теплоты в работу. Согласно этому закону невозможно превратить в работу всю теплоту, подведенную к системе (рабочему телу), так как часть теплоты неизбежно будет затрачена на работу против действия окружающей среды. Согласно второму началу невозможен самопроизвольный переход теплоты от более холодного тела к нагретому и превращение теплоты в тепловом двигателе в работу никогда не достигнет 100%. Например, работа двигателя внутреннего сгорания сопровождается выхлопом нагретых газов, а работа паровой турбины — потерей теплоты в конденсаторе с охлаждающей водой.

Таким образом, второе начало термодинамики может быть сформулировано следующим образом: в непрерывно действующем тепловом двигателе не может быть превращено в механическую работу все количество подведенной теплоты, так как часть ее поглощается менее нагретым источником.

1.5. Вода, водяной пар и их свойства

Вода — однородное химическое соединение, молекула которой состоит из трех атомов, принадлежащих двум химическим элементам — водороду и кислороду. Вода является прекрасным растворителем, поэтому все природные воды представляют собой растворы, содержащие разнообразные вещества — соли, газы.

Вода и водяной пар как рабочее тело и теплоноситель получили наибольшее применение в промышленности. Это объясняется широким распространением воды в природе, а также тем, что вода и водяной пар обладают относительно хорошими термодинамическими характеристиками.

Так, теплоемкость воды выше теплоемкости многих других жидкостей и твердых тел и в пределах от 0 до 100 °С при атмосферном давлении она равна 4,19 кДж/(кг·К), или 4,19 кДж/(кг·°С). Теплопроводность воды λ_v , Вт/(м·К), в отличие от теплопроводности других жидких и твердых тел с повышением температуры до 120... 140 °С увеличивается, а при дальнейшем повышении температуры — уменьшается. Плотность воды изменяется с температурой. Наибольшей плотностью вода обладает при 4 °С.

Процесс перехода воды из жидкого состояния в газообразное (пар) называется испарением, а из газообразного в жидкое — конденсацией. Превращение воды в пар может протекать как при испарении, так и при кипении. Испарение — это процесс образования пара, происходящий с поверхности жидкости при любой температуре. При испарении молекулы воды отрываются от поверхности жидкости, имея относительно большие скорости. Вследствие этого средняя скорость движения молекул в массе воды уменьшается и температура жидкости понижается.

При подводе теплоты в процессе нагревания температура жидкости и интенсивность ее испарения увеличиваются, и при определенных температуре и давлении жидкость закипает.

Кипение — это процесс интенсивного парообразования во всей массе жидкости, который получает развитие при ее нагревании, т.е. подводе к системе определенного количества теплоты. При атмосферном давлении температура кипения составляет приблизительно 100 °С. С повышением давления температура кипения возрастает и, наоборот, в условиях пониженного давления (высоко в горах) температура кипения снижается.

Количество теплоты, которое необходимо сообщить воде для превращения ее из жидкого состояния в газообразное при температуре кипения, называется скрытой теплотой парообразования r . С повышением давления скрытая теплота парообразования уменьшается (табл. 1.1).

Ранее было отмечено, что конденсация — это процесс превращения пара в жидкость, называемую конденсатом. Количе-

Таблица 1.1

Свойства воды и сухого насыщенного пара

Абсолютное давление	МПа	Температура кипения, °С	Плотность пара, кг/м³	Удельный объем пара, м³/кг	Энтальпия, кДж/кг		Скрытая теплота парообразования, кДж/кг
					кипящей воды	пара	
0,02	0,2	59,67	0,129	7,789	250,7	2617,0	2366,3
0,04	0,4	75,42	0,246	4,066	316,7	2643,9	2327,2
0,06	0,6	85,45	0,360	2,782	359,1	2660,7	2301,6
0,08	0,8	92,99	0,471	2,125	390,6	2672,9	2282,3
0,10	1,0	99,09	0,580	1,725	416,6	2682,9	2266,3
0,12	1,2	104,5	0,687	1,455	438,5	2691,0	2252,5
0,17	1,7	115,00	0,956	1,044	483,0	2709,0	2226,0
0,20	2,0	119,62	1,109	0,902	499,8	2714,5	2210,9
0,50	5,0	151,11	2,620	0,382	554,8	2756,5	2117,6
0,90	9,0	174,33	4,456	0,219	741,3	2781,7	2040,4
1,40	14,0	194,13	6,974	0,143	828,7	2798,0	1969,4
2,00	20,0	211,38	9,852	0,102	906,8	2807,7	1909,9
4,00	40,0	249,18	19,700	0,051	1085,3	2809,8	1724,5
5,00	50,0	262,70	25,000	0,040	1149,3	2795,6	1646,3
6,00	60,0	274,29	30,300	0,033	1208,4	2786,8	1578,4
7,00	70,0	284,48	35,714	0,028	1266,6	2775,5	1513,8
8,00	80,0	293,62	41,667	0,024	1311,1	2762,0	1451,0
9,00	90,0	301,92	47,619	0,021	1357,1	2747,0	1389,8
10,00	100,0	309,53	55,556	0,018	1401,1	2730,2	1329,1

ство теплоты, выделяющееся при конденсации 1 кг пара и численно равное r , называется теплотой конденсации пара.

Пар, имеющий максимальную плотность при конкретном давлении, называется насыщенным. Насыщенный водяной пар может быть влажным и сухим. Насыщенный является пар, полученный при кипении воды и имеющий с ней одинаковую температуру при том же давлении. В объеме влажного насыщенного пара в виде мельчайших капелек находится вода, которая образуется при разрыве оболочек паровых пузырьков. Сухой насыщенный пар, имея температуру насыщения, влаги не содержит.

Пар, температура которого для определенного давления превышает температуру насыщенного пара, называется перегретым. Разность температур перегретого и сухого насыщенного пара при том же давлении называется перегревом пара.

Важной характеристикой влажного насыщенного водяного пара является степень его сухости X , которая определяет долю пара в пароводяной смеси. Соответственно Y — доля жидкости, т.е.

$$X = 1 - Y.$$

Отделение капель воды от пара называется сепарацией, а устройства, предназначенные для этой цели, — сепараторами.

Энтальпия влажного насыщенного пара Δh_X , кДж/кг, выражается через степень сухости следующим образом:

$$\Delta h_X = \Delta h' + rX,$$

где $\Delta h'$ — энтальпия воды при температуре кипения, кДж/кг; r — скрытая теплота парообразования, кДж/кг.

Энтальпия перегретого пара $\Delta h_{п.п.}$, кДж/кг, равна

$$\Delta h_{п.п.} = \Delta h'' + c_{п.п.}(t_{п.п.} - t_{н.п.}),$$

где $\Delta h''$ — энтальпия сухого насыщенного пара, кДж/кг; $c_{п.п.}$ — удельная теплоемкость пара, кДж/(кг·°C); $t_{п.п.}$, $t_{н.п.}$ — температура перегретого и насыщенного пара, °C.

В табл. 1.1 приведены изменения отдельных показателей воды и водяного пара с повышением давления.

1.6. Паросиловые установки: назначение, устройство, принцип работы

Паросиловая (паротурбинная) установка — это техническое устройство, в котором тепловая энергия, получаемая при сжигании органического топлива в паровом котле, преобразуется в механическую энергию на валу паровой турбины.

Паротурбинные установки (ПТУ) устанавливаются на конденсационных электростанциях, где они вырабатывают электроэнергию, а также на теплоэлектроцентралях, где кроме электроэнергии они вырабатывают тепловую энергию, а также включаются в технологический цикл производства в целях использования пара в разных технологических процессах и привода других машин и механизмов (воздуходувки, насосов и т.д.).

Паровая турбина — это тепловая расширительная турбомашина, в которой потенциальная энергия нагретого и сжатого пара при его расширении в лопаточном аппарате превращается в кинетическую энергию, а далее на вращающемся валу — в механическую работу.

Простейшая паровая турбина (рис. 1.1) состоит из сопла 4, рабочих лопаток 3, которые закреплены на окружности диска 2 ротора, насаженного на вал 1. Тепловая (потенциальная) энергия пара при его расширении в соплах 4 преобразуется в кинетическую энергию движущегося с большой скоростью пара. Струя пара, покидая сопло, ударяет в изогнутые лопатки 3. В результате под действием струи пара вал приводится во вращение. Скорость струи пара зависит от давления и температуры пара до и после сопла, а также от формы канала сопла, через которое пар вытекает. Пар будет вытекать из сопла, т.е. тепловая энергия пара превращается в кинетическую в том случае, если давление пара после сопла будет ниже, чем до сопла. Чем больше перепад давления пара до и после сопла, тем большая доля тепловой энергии пара превратится в его кинетическую (механическую) энергию.

В зависимости от характера расширения рабочего тела (пара) различают активные и реактивные ступени турбины. Ступень — это совокупность неподвижного соплового аппарата и вращающегося рабочего колеса.

В активных ступенях потенциальная энергия пара преобразуется в кинетическую только в сопловых аппаратах, и кинетическая энергия пара используется для вращения рабочих лопаток.

В реактивных ступенях расширение рабочего тела начинается в сопловом аппарате и продолжается в каналах рабочих лопаток, имеющих конфигурацию реактивного сопла. Полезная работа в активной ступени совершается только вследствие изменения направления потока рабочего тела, а в реактивной добавляется сила реакции, возникающей при расширении рабочего тела в межлопаточных каналах.

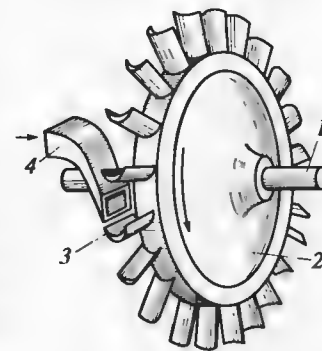


Рис. 1.1. Устройство простейшей паровой турбины:
1 — вал; 2 — диск; 3 — лопатка; 4 — сопло

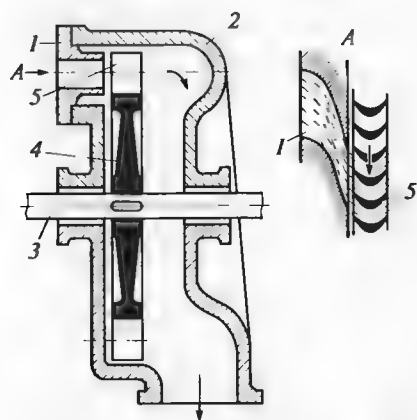


Рис. 1.2. Одноступенчатая активная турбина:

1 — сопло; 2 — корпус; 3 — вал; 4 — диск; 5 — лопатка; стрелками показан поток пара

Повышения экономичности турбины добиваются, используя наряду со ступенями давления ступени скорости. Для осуществления последнего устанавливают несколько рядов рабочих лопаток 2 и 6 (рис. 1.3), между которыми помещаются закрепленные на корпусе 1 турбины неподвижные направляющие 3 лопатки. Поступающий из сопел 7 поток пара с высокой скоростью давит на рабочие лопатки 6. При движении пара через межлопаточные каналы первого ряда часть кинетической энергии пара преобразуется в механическую; это сопровождается уменьшением скорости и изменением направления потока пара.

Скорость пара на выходе из первого ряда лопаток остается еще достаточно высокой. С помощью неподвижных направляющих 3 лопаток поток пара поступает на рабочие лопатки второй ступени, т.е. еще часть его энергии превращается в работу. Неподвижные лопатки работы не совершают, несмотря на то, что испытывают на себе давление пара. Пропусканием пара последовательно через ряд ступеней скорости можно получить на выходе из последней ступени скорость потока, близкую к нулевой, т.е. добиться, чтобы вся кинетическая энергия пара была преобразована в механическую работу. Ступени скорости часто называют по имени их изобретателя ступенями Кертиса. Современные многоступенчатые паровые турбины, как правило, имеют две ступени скорости и ряд ступеней давления.

Паровые турбины делятся на два класса: конденсационные и турбины с противодавлением. В конденсационных турбинах

Турбины, имеющие одно сопло и один диск с рабочими лопатками, называются одноступенчатыми (рис. 1.2), т.е. они имеют одну ступень давления. В более крупных турбинах применяется несколько последовательно расположенных ступеней давления для срабатывания больших перепадов давления. При наличии большого числа ступеней давления расширение пара происходит не в одном сопле, а в последовательно расположенных соплах, между которыми установлены рабочие лопатки. Диски рабочих лопаток закреплены на одном валу. Сопла смонтированы по окружности диафрагм, которые разделяют корпус турбины на отдельные камеры.

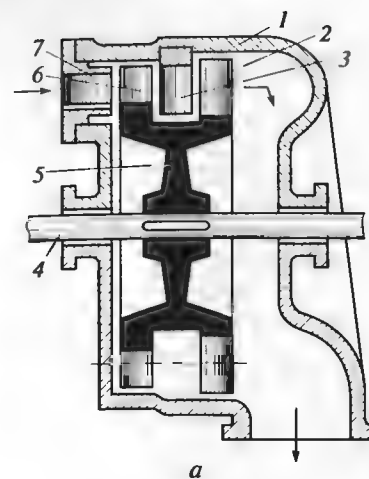


Рис. 1.3. Активная турбина с двумя ступенями скорости:

а — разрез; б — расположение лопаток на диске; 1 — корпус; 2, 6 — соответственно второй и первый ряды рабочих лопаток; 3 — направляющие лопатки; 4 — вал; 5 — диск; 7 — сопло; стрелками показан поток пара

пар расширяется до давления ниже атмосферного, а в турбинах с противодавлением — давление пара выше атмосферного.

Как конденсационные, так и турбины с противодавлением могут иметь регулируемые отборы отработавшего пара, т.е. часть пара отбирается из корпуса турбины раньше, чем достигает выхода из турбины.

Пар из регулируемых отборов турбин используется для теплоснабжения различных промышленных и коммунальных потребителей теплоты. Пар из нерегулируемых отборов турбин идет на подогрев питательной воды.

Турбины с противодавлением, отработавший пар которых используется в турбинах низкого давления, называются предвключенными. Паровые турбины имеют следующие обозначения: К-200-130; Р-50-13/13; ПТ-50-13/13 и т.д., в которых первая буква — тип турбины (К — конденсационная; Т — конденсационная с отбором пара для отопительных целей; П — конденсационная с отбором пара для промышленного потребителя; ПТ — конденсационная с двумя регулируемыми отборами пара; Р — с противодавлением), далее в обозначении указывается мощность турбины (МВт) и начальное давление пара (кгс/см²). После кодой черты указано номинальное давление отбираемого пара для нужд промышленного потребления или противодавление турбины (кгс/см²).

1.7. Способы передачи теплоты: теплопроводность, конвекция, тепловое излучение

В котельных установках теплота продуктов сгорания топлива передается нагреваемой воде, пароводяной смеси, пару, воздуху за счет теплового излучения (радиации), конвекции и теплопроводности.

Тепловое излучение (радиационный теплообмен) — это процесс распространения тепловой энергии от одного тела к другому на расстоянии вследствие испускаемого электромагнитного излучения. Эффективен лишь при достаточно высоких температурах, например, при температурах в факеле происходит нагрев поверхностей котельного агрегата.

Конвекция — процесс переноса тепловой энергии в условиях перемещения масс жидкости или газа в пространстве. Различают естественную и вынужденную конвекцию. Конвекция является естественной (свободной), если движение масс вызвано разностью плотностей жидкости или газа. Примером естественной конвекции является распространение теплоты в помещении от горячей батареи. По мере нагревания воздуха, находящегося в соприкосновении с горячей батареей, его плотность уменьшается и объемы более легкого воздуха вытесняются вверх, их место занимают порции холодного воздуха. Процесс приводит к созданию конвекционных потоков теплого и холодного воздуха.

При движении жидкости или газа под давлением, создаваемым насосом или вентилятором, конвекцию называют вынужденной.

Теплопроводность — перенос тепловой энергии от более нагретых участков тела к менее нагретым в результате тепловых колебаний микрочастиц тела (атомов, молекул, свободных электронов вещества). Так осуществляется, например, передача теплоты от наружной стенки обогреваемой трубы к внутренней ее поверхности, омываемой более холодным теплоносителем. В результате происходит выравнивание температуры тела, значения которой от одной точки тела к другой меняются непрерывно. Совокупность температур всех частей тела как системы называется температурным полем.

Самопроизвольно тепловая энергия может переноситься только в сторону убывания температуры. Количество переносимой теплоты в единицу времени называется тепловым потоком $\dot{Q}$, Дж/с, т.е. Вт. Тепловой поток через единицу площади сечения или поверхности F , м², называется плотностью теплового потока или удельным тепловым потоком, Вт/м²:

$$\dot{q} = \dot{Q}/F.$$

При передаче теплоты путем теплопроводности количество переданной теплоты зависит от вида материала и разности температур на границах тела. Способность вещества проводить теплоту характеризуется коэффициентом теплопроводности, значения которого зависят от структуры, плотности вещества, влажности, давления и температуры. Далее приведены следующие значения коэффициента теплопроводности λ , Вт/(м·К), для некоторых веществ:

Строительные и изоляционные материалы	0,023 ... 3,000
Кирпич красный, 0 ... 300 °С	0,460 ... 0,700
Дерево	0,058 ... 0,400
Медь	394,000
Железо	46,000
Сталь	11,600 ... 58,000
Вода, 0 ... 100 °С	0,140 ... 0,280
Воздух, 0 ... 1000 °С	0,093 ... 0,700

В жидких средах и газах перенос теплоты в основном осуществляется путем перемещения частиц, т.е. путем конвекции. При малых скоростях перемещения масс характер движения плавный струйчатый — ламинарный режим, а при больших — неупорядоченно-вихревой — турбулентный режим. Переход из ламинарного режима в турбулентный зависит от скорости движения, вязкости жидкости (или газа), диаметра трубопровода (или канала).

Количество переносимой за счет конвекции теплоты, кДж/с, определяется формулой

$$Q = \alpha F (T_{\text{ст}} - T_{\text{ж}}),$$

где α — коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К), значение которого соответствует количеству теплоты, переданной в единицу времени через единицу поверхности при разности температур стенки $T_{\text{ст}}$ и жидкости $T_{\text{ж}}$ в 1 К. Коэффициент теплоотдачи при вынужденной конвекции увеличивается с ростом скорости движения теплоносителя и при уменьшении диаметра труб. Коэффициент теплоотдачи зависит также от направления движения теплоносителя по отношению к омываемой поверхности нагрева (продольное или поперечное движение). При прочих равных условиях (скорость движения и температура теплоносителя, диаметр труб и т.д.) коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании шахматного пучка труб выше, чем при коридорном их расположении.

Тепловая энергия нагретого тела всегда частично превращается в лучистую. Лучеиспускание свойственно всем телам и каждое из них постоянно излучает энергию, причем процесс переноса лучистой энергии в любом теле обусловлен одновременным действием процессов ее поглощения, испускания и отражения, а также распространения. Та часть лучистой энергии, которая поглощается телом, снова превращается в тепловую, а часть энергии, которая

отражается, улавливается другими (окружающими) телами и поглощается ими. В тепловую энергию превращается и та часть энергии, которая проходит сквозь тело.

Так как тепловое излучение — это электромагнитное излучение тела, возникающее за счет внутренней энергии и определяемое его термодинамической температурой, каждое тело может постоянно как излучать, так и поглощать лучистую энергию. В результате этих явлений, связанных с двойным взаимным превращением энергии (тепловая — лучистая — тепловая), осуществляется процесс лучистого теплообмена. Количество отдаваемой или воспринимаемой теплоты определяется разностью излучаемой и поглощаемой телом лучистой энергии.

Для поглощения и отражения тепловых лучей большое значение имеет состояние поверхности. Поглощательная способность шероховатых поверхностей значительно выше, чем гладких и полированных.

Лучистая энергия, проходящая через единицу поверхности в единицу времени, характеризует поверхностную плотность лучистого потока E , кВт/м². Собственное излучение полностью определяется физическими свойствами и температурой тела. Плотность потока собственного излучения называется лучеиспускательной способностью тела.

Тепловое излучение в большой мере зависит от температуры. Эта зависимость подчинена закону Стефана — Больцмана: количество энергии, излучаемое нагретым телом, E , кВт/м², пропорционально четвертой степени термодинамической температуры T :

$$E = \sigma T^4 = C \left(\frac{T}{100} \right)^4,$$

где σ — константа излучения; C — коэффициент излучения.

Введем такое важное понятие, как абсолютно черное тело — это физическое тело, которое при любой температуре

Таблица 1.2

Степень черноты ϵ некоторых материалов

Материал	$t, ^\circ\text{C}$	ϵ
Железо окисленное	125...525	0,780...0,820
Медь полированная	80...115	0,018...0,023
» окисленная	200...600	0,570...0,870
Картон асбестовый	40...370	0,930...0,950
Кирпич красный	20	0,930
» огнеупорный	—	0,800...0,900
Сажа	95...270	0,950

полностью поглощает все падающее на него электромагнитное излучение. Коэффициент поглощения такого тела при любой температуре равен единице. Тело, у которого коэффициент поглощения меньше единицы, называется серым.

Таким образом вся падающая лучистая энергия абсолютно черного тела полностью поглощается и коэффициент излучения абсолютно черного тела $C_0 = \sigma_0 \cdot 10^8 = 5,67 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K}^4)$.

В применении к серым телам, для которых падающая на них лучистая энергия частично поглощается, а частично отражается и проходит сквозь тело, закон излучения записывают в следующем виде:

$$E = \epsilon E_0 = \epsilon C_0 \left(\frac{T}{100} \right)^4,$$

где ϵ — степень черноты (табл. 1.2), которая характеризует собой отношение излучательной способности C серого тела к излучательной способности C_0 абсолютно черного тела:

$$\epsilon = \frac{E}{E_0} = \frac{C}{C_0},$$

где E и E_0 — количество энергии, излучаемое нагретыми серым и абсолютно черным телами соответственно.

1.8. Теплопередача через многослойную стенку

В подразд. 1.7 рассмотрены элементарные явления переноса теплоты. В реальных условиях они действуют, как правило, совместно, т.е. протекают одновременно. Например, от высокотемпературных продуктов сгорания топлива к внешней поверхности кипящих труб в паровом котле перенос теплоты осуществляется конвекцией и излучением; через стенку трубы, которая имеет наружные загрязнения с внешней стороны и слой накипи — с внутренней, теплота передается теплопроводностью, а от внутренней поверхности трубы к воде — конвекцией. В целом такой процесс называется теплопередачей, и его количественной характеристикой является коэффициент теплопередачи K , определяющий количество теплоты, переданной через единицу поверхности F в единицу времени от одного теплоносителя к другому при разности температур ΔT между ними в один градус. В этом случае расчетная формула теплопередачи имеет вид

$$\dot{Q} = KF\Delta T,$$

где $\dot{Q}$ — тепловой поток, кВт; K — коэффициент теплопередачи, Вт/(м² · К); F — площадь поверхности нагрева, м²; ΔT — усреднен-

ная по поверхности нагрева разность температур продуктов сгорания и нагреваемой воды (температурный напор), К.

Коэффициент теплопередачи K , Вт/(м²·К), для рассматриваемого случая имеет вид

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_n}{\lambda_n} + \frac{\delta_m}{\lambda_m} + \frac{\delta_{вн}}{\lambda_{вн}} + \frac{1}{\alpha_2}}$$

где $\alpha_1 = \alpha_k + \alpha_l$ — суммарный (путем конвекции α_k и излучения α_l) коэффициент теплоотдачи от продуктов сгорания к стенке кипятильной трубы, Вт/(м²·К); $\delta_n, \delta_m, \delta_{вн}$ — толщина соответственно слоя наружного загрязнения, металлической стенки и слоя внутренних отложений; $\lambda_n, \lambda_m, \lambda_{вн}$ — коэффициенты теплопроводности соответственно слоя наружного загрязнения, металлической стенки и слоя внутренних отложений, Вт/(м·К); α_2 — коэффициент теплоотдачи конвекцией от внутреннего слоя загрязнений к воде, Вт/(м²·К).

Контрольные вопросы

1. В чем разница между простыми и сложными веществами?
2. Какие явления относят к физическим, а какие к химическим?
3. Какие вещества в котельном агрегате являются теплоносителями и какими параметрами они характеризуются?
4. Что такое «температура вещества»? Назовите единицы измерения температуры.
5. Какие температурные шкалы в основном применяются в настоящее время?
6. Что называется давлением? Какие виды давлений различают в теплотехнике?
7. В каких единицах измеряется давление?
8. Поясните понятия «теплота», «энергия», «мощность».
9. Что характеризует энтальпия вещества?
10. Изложите суть первого и второго начал термодинамики.
11. Назовите основные теплофизические свойства воды.
12. Дайте определение понятиям «испарение», «кипение», «конденсация».
13. Какой пар является насыщенным, а какой перегретым? Что такое степень сухости пара?
14. Каково назначение паровой турбины?
15. В чем разница между активной и реактивной степенями турбины?
16. Назовите основные способы передачи теплоты и поясните, в чем суть каждого из этих способов.
17. В каких веществах хорошо, а в каких плохо передается теплота от одной части тела к другой? Чем объясняется это явление?
18. Что такое конвективный теплообмен и от каких факторов зависит его эффективность?
19. В чем заключен основной смысл закона Стефана — Больцмана?
20. Что характеризует коэффициент теплопередачи и от чего он зависит?

Глава 2

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО И ЕГО ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Природное и искусственное топливо

Энергетическое топливо — это горючие вещества, которые экономически целесообразно использовать для получения тепловой и электрической энергии.

Все топлива могут быть разделены на природные и искусственные. К природным относятся органические¹ топлива, непосредственно добываемые из недр земли. Это — уголь, торф, сланцы, нефть, природный газ. Искусственные топлива получаются в результате переработки природных топлив на газовых, нефтеперерабатывающих, металлургических предприятиях. Искусственными топливами являются кокс, полукокс, доменный, коксовый, генераторный газы, газ пиролиза нефти, мазут.

Природные органические топлива являются невозобновляемыми энергетическими ресурсами, невосполняющимися и невозобновляющимися в настоящую геологическую эпоху. Отличительной особенностью невозобновляющихся источников энергии (угля, нефти, газа) является их высокий энергетический потенциал и относительная доступность и, как следствие, целесообразность извлечения.

Наибольшие энергетические ресурсы органического топлива сосредоточены в угле. Общие прогнозируемые геологические запасы каменного и бурого угля составляют 6000...15 000 млрд т условного топлива (т у.т.). Геологических ресурсов нефти в мире в 20—30 раз меньше, чем угля, они составляют 286...515 млрд т у.т. Ресурс природного газа на Земле оценивается в 177...314 млрд т у.т.

Несмотря на кажущиеся довольно значительные запасы органического топлива, расход их в настоящее время настолько велик, что даже при современном уровне использования любого из топлив просматривается перспектива их истощения в обозримом будущем. В этой связи особую актуальность приобретают инновационные энергетические технологии, обеспечивающие экологически чистое производство и экономию энергетических ресурсов, их сбалансированное потребление.

¹ Содержат углерод и его соединения. Первоисточником органического топлива являются растения, которые претерпевают длительные процессы обуглероживания на разных глубинах Земли без доступа кислорода.

2.2. Происхождение, добыча, переработка на месте, транспорт топлива

Ископаемые твердые топлива произошли из растительных и животных организмов. В зависимости от исходного материала и условий химического превращения они подразделяются на гумусовые, сапропелитовые и смешанные.

Гумусовые топлива образовались в основном из отмерших многоклеточных растений. Органическое вещество этих растений подвергалось разложению в условиях ограниченного доступа воздуха, в результате чего оно превращалось в перегной — гумус.

Сапропелитовые топлива образовались из остатков низших растений (водорослей) и животных микроорганизмов, в составе которых содержится помимо клетчатки значительное количество белков, жиров и воска. При разложении под водой без доступа воздуха эти остатки превращались в гнилостный ил — сапропель, из которого в дальнейшем происходило образование ископаемого твердого топлива.

В условиях полного прекращения доступа воздуха и при участии бактерий гумус претерпевал дальнейшее видоизменение и превращался в ископаемое топливо. В образовании смешанных ископаемых твердых топлив заметную роль играли как высокоорганизованные растения, так и микроорганизмы.

В зависимости от «химического возраста» (периода времени, в течение которого протекали химические превращения в массе топлива) различают три стадии образования ископаемого твердого топлива:

- торфяная, т.е. связанная с образованием торфа;
- бурогоугольная — период превращения торфа в бурые угли;
- каменноугольная — наиболее длительный период химических превращений с образованием каменных углей и антрацитов.

Торф является самым молодым по химическому возрасту ископаемым твердым топливом. Он относится к топливу гумусового образования и представляет собой продукт неполного разложения под водой растительных остатков.

Местами торфообразования являются, главным образом, зарастающие болота.

По способу добычи различают кусковой и фрезерный торф. Кусковой торф получают в виде стандартных кирпичей при машиноформовочном и гидравлическом способах добычи. Фрезерный торф представляет собой торфяную крошку с размерами частиц от 0,5 до 25 мм и более, получаемую при добыче торфа фрезерным способом. Вследствие низкой теплоты сгорания и малой механической прочности торф относится к местным видам топлива, подлежащим использованию вблизи мест его добычи.

Бурые угли по степени обуглероживания занимают промежуточное положение между торфом и каменными углями. Свежелобытые бурые угли содержат от 20 до 55 % влаги, содержание золы в них колеблется в широких пределах — от 7 до 45 %. Бурые угли характеризуются термической неустойчивостью, небольшой твердостью и малой механической прочностью. Они обладают способностью выветриваться на воздухе, превращаясь в угольную мелочь, и весьма склонны к окислению и самовозгоранию при хранении. Вследствие значительного балласта и низкой теплоты сгорания бурых углей дальняя перевозка их не выгодна. Поэтому они используются как местное топливо.

Каменные угли представляют собой продукт более полного превращения исходного органического материала. В отличие от бурых углей они содержат больше углерода и меньше водорода и кислорода. Каменные угли обладают меньшей гигроскопичностью, более высокими плотностью и механической прочностью, большей химической устойчивостью. Каменные угли добываются шахтным и открытым способами. Транспортируются они в основном железнодорожным транспортом.

С целью улучшения промышленного использования твердое топливо подвергают физико-механическим (обогащение, сортировка, сушка, пылеприготовление и брикетирование) и физико-химическим (полукоксование и коксование) способам переработки.

Ископаемый уголь подвергается обогащению — удалению пустой породы, разделению минералов с целью увеличения содержания углерода. В результате содержание балластных и вредных примесей (серы, влаги и зольности) в угле снижается и повышается его теплота сгорания.

Целью сортировки углей является разделение извлеченного из недр земли угля на отдельные сорта по крупности кусков. Отсортированная мелочь и отсев обогащения, не используемые для технологических целей, применяют в качестве энергетического топлива. Его подвергают дальнейшему измельчению до пылевидного состояния либо брикетированию.

Пылеприготовление представляет собой процесс превращения кускового топлива в пылевидное состояние, так как сжигание топлива в пылевидном состоянии позволяет экономично использовать низкосортные топлива (бурые угли, антрацитовый штыб АШ, торф, горючие сланцы, отходы углеобогащения).

Брикетирование состоит в том, что топливную мелочь (штыб бурых и каменных углей, фрезерный торф, опилки и др.) прессованием превращают в куски правильной формы — брикеты. При такой подготовке топлива брикеты сжигаются в топках на колосниковых решетках с меньшими потерями.

Нефть представляет собой горючую маслянистую жидкость, добываемую из недр земли. По современным представлениям нефть

имеет органическое происхождение, считается, что исходным (материнским) веществом для образования нефти были ископаемые остатки растительного и животного происхождения в местах древних мелководных морей. Накапливаясь на морском дне и перемешиваясь с минеральными веществами, эти остатки образовали мощные толщи илистых отложений, в которых под действием кислорода, бактерий и микроорганизмов происходило разложение органического вещества с образованием химически устойчивых жидких и газообразных продуктов. Последние постепенно накапливались в слоях осадочных пород и под действием повышенной температуры этих слоев, давления и природных катализаторов претерпевали дальнейшие химические превращения с образованием нефти.

Нефть залегает в недрах земли в осадочных пористых породах (песчаники, известняки и т.д.), образуя нефтяные пласты, расположенные на глубине 5000 м и более. В этих пластах нефть находится совместно с водой и газом, занимая по плотности среднюю зону выше воды. Скопления газа находятся в верхней части пластов.

Нефть добывается путем бурения скважин — вертикальных выработок диаметром 0,15...0,25 м, по которым она поступает на поверхность земли. Из пласта нефть извлекается одним из трех способов: фонтанным, компрессорным (газлифтным) и глубинно-насосным.

Фонтанный способ используется в начальный период эксплуатации скважин. При этом нефть из пласта через скважину выталкивается под давлением нефтяных газов, достигающим 20 МПа. Со временем, после прекращения естественного фонтанирования, нефть извлекают компрессорным или насосным способом.

При компрессорном способе в скважину опускают две колонны труб. По кольцевому каналу между ними компрессором закачивается под большим давлением воздух или нефтяной газ. Смешиваясь с нефтью воздух (или газ) понижает ее плотность, в результате нефть под избыточным давлением пласта поднимается по внутренней трубе на поверхность.

Глубинно-насосный способ заключается в том, что извлечение нефти из пласта производится посредством насоса, опускаемого в скважину на уровень нефтяной залежи.

Добытую нефть после ее обезвоживания и обессоливания подвергают переработке с целью получения технически ценных продуктов — жидких топлив, смазочных и специальных масел, растворителей, моющих средств, красителей, пластмасс и др.

Различают физические и химические способы переработки нефти. К физическим относятся прямая, или фракционная, перегонка нефти, к химическим — различные виды крекингового процесса.

Прямая, или фракционная, перегонка представляет собой процесс извлечения из нефти ее составляющих (фракций). Перегонка нефти — это нагрев ее при атмосферном давлении до кипения, частичное испарение, отбор и конденсация образовавшихся паров. В результате перегонки нефти получают светлые нефтепродукты (дистилляты) и остаточный продукт — мазут. Из дистиллятов после соответствующей очистки получают товарные продукты: бензин, лигроин, керосин, газойль и соляр. Мазут, получаемый при перегонке нефти, в зависимости от его качества находит разнообразное использование. Высокосернистые мазуты служат котельным топливом. Транспортирование нефти осуществляется либо по нефтепроводам, либо в цистернах железнодорожным транспортом.

Природные газы скапливаются в горных породах земной коры, образуя газоносные пласты. Такими породами являются пористые структуры (песчаники, известняки и др.). Газоносные пласты сверху и снизу ограничены газонепроницаемыми породами.

Для добычи газа проводят бурение скважин до газоносного пласта. При этом применяются те же способы бурения скважин, как и при добыче нефти.

Разделяют три типа добываемых природных газов:

- газы из чисто газовых месторождений без признаков нефти. Образование таких месторождений связано со способностью газов перемещаться в пористых породах на значительные расстояния от истинного места рождения; газы чисто газовых месторождений имеют постоянный состав с высоким содержанием метана CH_4 (до 99 %) и небольшим содержанием тяжелых углеводородов C_mH_n ;

- попутный газ, извлекаемый из недр совместно с нефтью, в которой он бывает растворен. Добыча такого газа может составлять 10...50 % массы добываемой нефти; выделение газа из нефти и его улавливание возможно при снижении давления выходящей из скважины нефти в специальных металлических резервуарах — сепараторах или траппах; попутные газы не отличаются постоянным составом и кроме метана в них содержатся значительные количества (более 20 %) других углеводородов;

- газ газоконденсатных месторождений содержит некоторые компоненты, находящиеся в сжиженном состоянии (пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14} и т.д.).

Природные газы газоконденсатных месторождений и попутные газы, содержащие сжиженные газы, освобождаются от них на специальных газобензиновых заводах, входящих в число головных предприятий газопромыслов.

Природные газы на промыслах до направления их в магистральные газопроводы очищаются от токсичного газа — сероводорода H_2S , влаги и песка, увлекаемых газовым фонтаном из скважины.

Очистка от взвешенных частиц влаги и песка проводится при помощи центробежных сепараторов. В абсорбционной установке газ очищается от сероводорода (остаточное содержание H_2S в газе не более $0,02 \text{ г/м}^3$), а также от паров влаги. Глубокая очистка газа от водяных паров необходима для предотвращения образования в магистральных газопроводах высокого давления твердых кристаллических веществ — кристаллогидратов (веществ типа $CH_4 \cdot 6H_2O$ или $CH_4 \cdot 7H_2O$), способных закупорить газопровод и нарушить его нормальную работу.

После очистки газ направляется в головную компрессорную станцию, где его давление повышается до $7,5 \text{ МПа}$ (75 кгс/см^2), а отсюда — в магистральный газопровод. На трассе газопровода по мере снижения давления газа до $2,5 \dots 3,0 \text{ МПа}$ ($25 \dots 30 \text{ кгс/см}^2$) через каждые $120 \dots 160 \text{ км}$ устанавливают промежуточные компрессорные станции.

2.3. Состав твердого, жидкого и газообразного топлива

Твердые и жидкие органические топлива представляют собой сложные химические соединения горючих и негорючих веществ, структура которых до настоящего времени изучена недостаточно. Методами химического анализа определяется так называемый элементарный состав этих видов топлива, т. е. процентное содержание в массе органического топлива тех или иных химических элементов.

Основными химическими элементами, входящими в состав любого твердого или жидкого топлива, являются: углерод С, водород Н, кислород О, азот N и сера S. Помимо указанных элементов в составе твердого или жидкого топлива имеется влага W и негорючие минеральные вещества, образующие при сжигании золу A. Зола и влагу называют внешним балластом топлива.

Топливо в том виде, в каком оно поступает непосредственно к потребителю, называется рабочим топливом, а его масса — рабочей массой. Процентное содержание указанных химических элементов вместе с составляющими внешнего балласта в общей массе топлива называют элементарным составом рабочей массы топлива. Элементарный состав рабочей массы топлива, %, определяется по формуле

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S_{\text{орг+к}}^p + A^p + W^p = 100,$$

где верхний индекс «р» указывает на то, что данный состав относится к рабочей массе топлива, а нижний индекс «орг + к» указывает на происхождение серы (орг — органическая, к — колчеданная).

Углерод С	Водород Н	Кислород О	Азот N	Сера S		Зола A	Влага W
				органи- ческая $S_{\text{орг}}$	колчедан- ная $S_{\text{к}}$		
Органическая масса топлива							
Горючая масса топлива							
Сухая масса топлива							
Рабочая масса топлива							

Рис. 2.1. Состав топлива

Для одного и того же топлива количества минеральных примесей и влажность могут изменяться в достаточно широких пределах в зависимости от условий его добычи, транспортировки, хранения и т. п. В связи с этим для удобства сравнительной оценки теплотехнических свойств различных сортов топлива введены условные понятия сухой, горючей и органической масс топлива. Составляющие этих расчетных масс топлива те же, что и для рабочей массы, но обозначаются соответственно индексами «с», «г» и «о» вместо индекса «р».

Сухой массой называется обезвоженная, а горючей — обезвоженная и обеззоленная масса топлива. Таким образом, элементарный состав сухой и горючей массы топлива, %, вычисляют по формулам

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S_{\text{орг+к}}^c + A^c = 100,$$

$$C^g + H^g + O^g + N^g + S_{\text{орг+к}}^g = 100.$$

В элементарный состав приведенных ранее расчетных масс входит сера, которая в конкретном топливе может находиться в трех видах: органической $S_{\text{орг}}$, колчеданной $S_{\text{к}}$ и сульфатной $S_{\text{с}}$. Органическая сера входит в состав высокомолекулярных органических соединений топлива, колчеданная сера представляет собой сульфиды металлов (чаще всего железистый колчедан FeS_2), сульфатная сера — это сульфаты $CaSO_4$, $MgSO_4$, $FeSO_4$ и т. д., сульфатная сера входит в минеральную часть топлива.

Органическая и колчеданная сера $S_{\text{орг+к}}$ при горении топлива окисляется с выделением теплоты, а сульфатная сера дальнейшему окислению не подвергается и переходит в золу.

В жидком топливе сера содержится в виде сероорганических соединений, элементарной серы S и сероводорода H_2S . Исключение из элементарного состава горючей массы топлива колчеданной серы позволяет получить следующий состав органической массы топлива, %:

$$C^o + H^o + O^o + N^o + S_{\text{орг}}^o = 100.$$

Для наглядности на рис. 2.1 приведены данные, позволяющие судить об элементарном составе топлива в целом и отдельных расчетных массах топлива.

Зная элементарный состав рабочей массы топлива, легко получить составы расчетных масс, используя простые пропорциональные соотношения и имея в виду, что при переходе, например, от рабочей массы к сухой, горючей или органической происходит относительное увеличение процентного содержания остающихся элементов топлива. Так, содержание углерода С и водорода Н в сухой (индекс «с»), рабочей («р»), горючей («г») массах топлива составит, %:

$$C^c = C^p \frac{100}{100 - W^p}; \quad C^g = C^p \frac{100}{100 - W^p - A^p};$$

$$H^c = H^p \frac{100}{100 - W^p}; \quad H^g = H^p \frac{100}{100 - W^p - A^p} \text{ и т. д.,}$$

где W^p , A^p — содержание влаги (влажность) и золы (зольность) в рабочей массе топлива, %.

При постоянном составе горючей массы конкретного топлива состав его рабочей массы не является постоянным из-за нестабильности значений зольности и влажности. Если известен состав рабочей массы топлива при значениях A_1^p и W_1^p , а у потребителя это же топливо имеет другие значения зольности и влажности (A_2^p и W_2^p), то для пересчета состава топлива с одной рабочей массы на другую применяют формулы, %:

$$C_2^p = C_1^p \frac{100 - A_2^p - W_2^p}{100 - A_1^p - W_1^p}; \quad H_2^p = H_1^p \frac{100 - A_2^p - W_2^p}{100 - A_1^p - W_1^p} \text{ и т. д.}$$

Расчетные характеристики некоторых твердых и жидких топлив приведены в табл. 2.1.

Газовое топливо (природное или искусственное) представляет собой смесь горючих и негорючих газов. Состав газового топлива определяется содержанием, %, соответствующих газов и для сухого топлива в общем случае представляется в следующем виде:

$$CO + H_2 + \sum C_m H_n + H_2S + CO_2 + N_2 + O_2 = 100,$$

где CO , H_2 , $\sum C_m H_n$, H_2S — горючая часть газообразного топлива, об.%; CO_2 , N_2 , O_2 — негорючая часть газообразного топлива (балласт), об.%; $\sum C_m H_n = CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_{10} + C_5H_{12}$ — суммарное содержание углеводородов: метана, этана, пропана, бутана, пентана соответственно, об. %.

Составы некоторых природных и искусственных газообразных топлив приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.1

Расчетные характеристики твердых и жидких топлив

Месторождение и марка топлива	Состав рабочей массы топлива, %						Низшая теплота сгорания, МДж/кг
	W ^p	A ^p	S _{орг-к}	C ^p	H ^p	N ^p	O ^p
Уголь Кузнецкий Д	12,0	13,20	0,3	58,70	4,2	1,90	9,70
» Кузнецкий Г	8,5	11,00	0,5	66,00	4,7	1,80	7,50
» Грамотеинский Г	14,0	9,50	0,5	59,50	4,0	1,50	11,00
» Подмосковный Б	32,0	25,20	2,7	28,70	2,2	0,60	8,60
» Воркутинский Ж	5,5	23,60	0,8	59,60	3,8	1,30	5,40
» Интинский Д	11,0	25,40	2,6	47,70	3,2	1,30	8,80
» Бабаевский Б	56,5	7,00	0,5	25,40	2,4	0,20	8,00
» Егоршинский ПА	8,0	23,90	0,4	60,30	2,5	0,90	4,00
» Назаровский Б	39,0	7,30	0,4	37,60	2,6	0,40	12,70
Станец горючий (Ленинградская обл.)	11,5	60,00	1,7	20,60	2,7	0,10	2,80
То же (Саратовская обл.)	17,5	59,20	3,4	13,50	1,8	0,30	4,30
Торф фрезерный	50,0	6,30	0,1	24,70	2,6	1,10	15,20
Мазут малосернистый	3,0	0,05	0,3	84,65	11,7	0,15	0,15
» сернистый	3,0	0,10	1,4	83,80	11,2	0,25	0,25
» высокосернистый	3,0	0,10	2,8	83,00	10,4	0,35	0,35
Нефть стабилизированная	3,0	0,10	2,9	81,80	11,8	0,20	0,20
							22,84
							26,15
							22,84
							10,43
							23,67
							18,31
							8,76
							22,42
							23,03
							5,82
							8,13
							10,22
							40,31
							39,76
							38,80
							39,81

Примечание. Марки угля Д, Г, Б, Ж, ПА означают соответственно длиннопламенный, газовый, бурый, жирный, полуантрацитовый.

Состав и теплота сгорания природных и искусственных (промышленных) газообразных топлив

Источник газа	Содержание, об. %, компонента											Теплота сгорания, МДж/м³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ S	O ₂	CO	H ₂	
Природные газы												
Месторождение:												
Уренгойское	98,40	0,10	—	—	—	1,20	0,30	—	—	—	—	35,29
Ямбургское	98,60	0,10	—	—	—	1,20	0,10	—	—	—	—	35,36
Заполярье	99,30	0,10	—	—	—	0,40	0,20	—	—	—	—	35,61
Мелвежье	97,30	1,00	0,10	0,10	0,10	0,50	0,50	—	—	—	—	35,82
Оренбургское	83,77	4,60	1,64	0,81	1,88	4,34	0,87	—	—	—	1,49	38,47
Вуктыльское	75,10	8,90	3,60	1,50	6,40	4,40	0,10	—	—	—	—	46,97
Шебелинское	92,07	3,26	0,59	0,18	0,60	1,30	2,00	—	—	—	—	36,66
Газлинское	96,90	1,74	0,04	0,01	0,01	1,15	0,15	—	—	—	—	35,86
Астраханское	90,48	2,07	0,99	1,75	0,61	3,45	0,65	—	—	—	—	37,63
Промышленные газы*												
Доменный	0,30	—	—	—	—	55,00	12,50	—	0,2	27,0	5,00	3,78
Коксовый	25,50	—	—	—	—	3,00	2,40	—	0,5	6,5	59,80	16,97

* Имеются в виду газы, являющиеся побочными продуктами доменного и коксохимического производства.

2.4. Теплотехнические характеристики топлива

Состав топлива. Важнейшей характеристикой топлива, определяющей ряд показателей, используемых для анализа процессов, происходящих в разных топливоиспользующих установках, является состав топлива. Качество твердого или жидкого топлива как источника тепловой энергии в значительной мере определяется его элементарным составом. Основным горючим компонентом этих топлив является углерод. При полном сгорании 1 кг углерода выделяется 34,4 МДж теплоты. Содержание его в горючей массе разных видов топлива изменяется в широких пределах (от 50 в древесине до 95 % в антраците), следовательно углерод обеспечивает преимущественную долю тепловыделения топлива.

Вторым по значению горючим компонентом является водород, при сгорании 1 кг которого выделяется 119 МДж теплоты. Содержание водорода в горючей массе твердых и жидких топлив изменяется от 2 (антрацит) до 10,5 % (мазут).

Входящая в состав твердых и жидких топлив горючая сера (органическая и колчеданная) окисляется при горении топлива с образованием сернистого газа SO₂. При этом выделяется теплоты 9,3 МДж/кг S, что существенно меньше, чем при сгорании водорода и углерода. Содержание серы в горючей массе твердых и жидких топлив изменяется от 0,5 до 7, в горючих сланцах до 15 %. Образующийся при сжигании серы сернистый газ является токсичным (опасным для жизнедеятельности в окружающей среде), а также коррозионно-активным, приводящим к интенсивной коррозии металлических элементов топливоиспользующих установок.

Кислород и азот являются внутренним балластом топлива, так как их наличие снижает в топливе содержание основных горючих элементов — углерода и водорода. Содержание кислорода в топливе уменьшается по мере увеличения геологического возраста топлива. Так, например, содержание кислорода в горючей массе торфа составляет около 35, а в антраците — 2 %.

Зола и влага являются внешним балластом твердого и жидкого топлива. Повышение содержания золы и влаги в рабочей массе топлива приводит к соответствующему уменьшению его горючей части, а значит к снижению тепловыделения при сгорании топлива. При сжигании влажных топлив затрачивается определенное количество теплоты на нагрев и испарение влаги, перегрев образующихся водяных паров, что дополнительно уменьшает количество выделившейся теплоты и соответственно снижает температуру горения.

Балластом газообразного топлива являются негорючие его компоненты (кислород, азот, углекислый газ, водяной пар), снижающие теплоту сгорания топлива. Присутствие в искусственных горючих газах токсичных газов CO, H₂S усложняет условия эксплуата-

гации топливоиспользующих установок. При сгорании сероводорода образуется токсичный сернистый газ, опасный для жизни и загрязняющий окружающую среду.

Зола топлива. Минеральный несгораемый остаток, образующийся из примесей топлива при его сгорании, представляет собой золу. Содержание минеральных примесей в твердых топливах изменяется в широких пределах, составляя в древесном топливе 1...2 %, в угле 10...40 %, в горючих сланцах до 70 % и в жидком топливе до 1 %.

В процессе горения минеральные примеси могут из твердого состояния переходить в жидкое, образуя раствор, называемый шлаком. Важной характеристикой золы является ее плавкость. В лабораторных условиях плавкость золы определяют путем нагревания в электрической печи в полувосстановительной газовой среде (60 % CO и 40 % CO₂) пирамидки стандартных размеров, сформированной из мелкоизмельченной пробы испытуемой золы. Температура, при которой пирамидка начнет самопроизвольно сгибаться или вершина ее скругляется, носит название температуры начала деформации золы t_1 . Температура, при которой вершина пирамидки склоняется до ее основания, называется температурой размягчения золы t_2 . Температура начала жидкоплавного состояния t_3 соответствует температуре, при которой золовая пирамидка растекается по подставке.

По характеристике плавкости золы твердые топлива разделяются на три группы: с легкоплавкой золой ($t_3 < 1350^\circ\text{C}$), с золой средней плавкости ($t_3 = 1350...1450^\circ\text{C}$) и с тугоплавкой золой ($t_3 > 1450^\circ\text{C}$). Повышенное содержание золы в топливе снижает технико-экономические показатели котельных установок за счет увеличения затрат на шлако- и золоудаление, очистку поверхностей нагрева от загрязнения, газоочистку, а также за счет увеличения потерь теплоты со шлаком и золой.

Влага топлива. В твердом топливе принято различать внешнюю и внутреннюю влагу.

Источниками внешней влаги являются поверхностные и грунтовые воды, влага атмосферного воздуха, которые при транспортировке и хранении топлива увлажняют его поверхность, проникают в капилляры и поры, особо развитые у торфа и бурых углей. Внешняя влага может быть удалена подсушкой топлива (обычно при температуре около 105°C).

К внутренней влаге относят коллоидную и гидратную (кристаллогидратную) влагу. Коллоидная влага равномерно распределена по всей массе топлива, а ее количество зависит от химического возраста топлива количество коллоидной влаги в нем существенно сокращается. Гидратная влага входит в структуру химических соединений минеральной части топлива. Количество гидрат-

ной влаги в топливе относительно невелико, но для ее удаления требуется нагревание топлива до высоких температур.

При хранении на воздухе переувлажненное топливо теряет, а подсушенное приобретает влагу. Топливо с установившейся в естественных условиях влажностью называют в о з д у ш н о - с у х и м.

Повышение влажности приводит к уменьшению теплоты сгорания топлива, увеличению объема продуктов сгорания и, как следствие этого, к снижению температуры горения. В результате уменьшается производительность котельного агрегата и увеличивается расход топлива. Повышенная влажность ухудшает сыпучесть топлива, а в зимнее время приводит к его смерзаемости, что резко затрудняет условия транспортирования и использования топлива.

Теплота сгорания топлива. Для характеристики качества топлива используется такой показатель, как теплота сгорания топлива — это количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива (размерность МДж/кг) или 1 м³ газового топлива (МДж/м³).

В твердых и жидких топливах горючие элементы являются составной частью сложных и различных по своему химическому строению соединений, учесть все разнообразие которых не представляется возможным. Точно рассчитать теплоту сгорания топлив невозможно, поэтому данный показатель для конкретных твердых и жидких топлив определяют экспериментально. С этой целью сжигают навеску топлива в атмосфере кислорода при повышенном давлении в специальном сосуде (калориметрической бомбе) и определяют с помощью водяного калориметра количество выделившейся при этом теплоты. По результатам измерений рассчитывается теплота сгорания топлива, которая называется *теплотой сгорания по калориметрической бомбе* Q_6 .

Количество теплоты, выделившееся при полном сгорании топлива, зависит от того, в каком агрегатном состоянии находится в продуктах сгорания влага (выделившаяся из топлива и образовавшаяся в результате сгорания водорода) — в парообразном или жидком. Если в продуктах сгорания все водяные пары конденсируются и образуют жидкую фазу, то теплота сгорания называется *высшей* Q_v . Если же конденсации водяного пара не происходит, то теплоту сгорания называют *низшей* Q_n . Разница между высшей и низшей теплотами сгорания равна теплоте конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания топлива.

Связь между высшей Q_v и низшей Q_n теплотами сгорания определяется выражением

$$Q_v = Q_n + r_n G_{H_2O},$$

где r_n — теплота конденсации водяного пара, принимаемая равной 2,51 МДж/кг; G_{H_2O} — масса влаги, кг, содержащейся в продуктах сгорания 1 кг топлива.

Таблица 2.3

Характеристика топлива по выходу летучих

Топливо	Выход летучих V^r , %	Температура начала выхода летучих, К
Горючие сланцы	80...90	500
Торф	65...75	370
Бурые угли	30...60	420...440
Антрациты	2...9	670

В реальных условиях продукты сгорания топлив в подавляющем большинстве случаев покидают котельные установки при температуре более высокой, чем температура, при которой происходит конденсация содержащихся в них водяных паров, т.е. выше температуры точки росы. При этом теплота конденсации водяных паров полезно не используется и в тепловых расчетах не учитывается. В связи с этим в теплотехнических расчетах используется величина Q_n^p .

Низшая теплота сгорания сухого газового топлива определяется как суммарная теплота сгорания входящих в него индивидуальных горючих газов с учетом концентрации каждого из них, МДж/м³:

$$Q_n^c = 0,01(\Sigma Q_{C_m H_n} C_m H_n + Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + Q_{H_2S} H_2S),$$

где $\Sigma Q_{C_m H_n}$, Q_{CO} , Q_{H_2} , Q_{H_2S} — низшая теплота сгорания единицы объема соответствующих газов, МДж/м³; $C_m H_n$, CO , H_2 , H_2S — содержание соответствующих горючих газов в сухом газовом топливе, %.

Теплота сгорания разных топлив неодинакова, колебания ее значений очень широкие. Для сравнения топлив по энергетической ценности, оценке эффективности их использования, а также для сопоставления отдельных видов топлива и подсчетов потребности в топливе используется понятие условное топливо, теплота сгорания которого принимается равной $Q_{усл} = 29,33$ МДж/кг. Тогда для пересчета расхода B — фактически используемого топлива в расход условного топлива $B_{усл}$ можно применить формулу

$$B_{усл} = B Q_n^p / Q_{усл},$$

где Q_n^p — низшая теплота сгорания фактически используемого рабочего топлива; $Q_{усл}$ — теплота сгорания условного топлива.

Для учета влияния влажности и зольности на теплоту сгорания топлива используются также приведенные характеристики влажности W^p и зольности A^p , %·кг/МДж:

$$W^p = W^p / Q_n^p; A^p = A^p / Q_n^p.$$

Приведенные характеристики A^p и W^p позволяют сравнивать разные топлива в сопоставимых единицах. При $W^p < 0,7$ %·кг/МДж топливо называется маловлажным, при $0,7 < W^p < 1,89$ — средневлажным, а при $W^p > 1,89$ — высоковлажным. Топливо, для которого $A^p \leq 1,0$ %·кг/МДж считается малозольным (антрациты и большая часть каменных углей). Для бурых углей $A^p = 1,9...2,4$, а для горючих сланцев $A^p = 5...10$ %·кг/МДж.

Летучие вещества и кокс твердого топлива. Все твердые топлива при нагревании без доступа воздуха претерпевают термический распад с выделением горючих (CO , H_2 , $C_m H_n$) и негорючих (N_2 , O_2 , CO_2 , H_2O) газов. Выделяющиеся газы по совокупности опреде-

ляют выходом летучих. Твердый остаток, образующийся после выделения летучих веществ, называется коксом. В состав кокса входит углерод и прокаленные минеральные примеси (зола). Выход летучих обычно относят на горючую массу топлива и обозначают V^r . Выход летучих и свойства коксового остатка являются важными теплотехническими характеристиками топлива, определяющими условия организации его сжигания.

Летучие вещества играют существенную роль при воспламенении топлива и на начальных стадиях горения, т.е. в значительной мере определяют реакционную способность твердых топлив (их способность к воспламенению и горению).

По мере увеличения геологического возраста природных твердых топлив выход летучих снижается, но относительное содержание горючих компонентов в их составе повышается. Одновременно повышается температура начала выхода летучих. Средние показатели по выходу летучих и примерные температуры начала их выделения для некоторых видов топлива приведены в табл. 2.3.

2.5. Классификация твердого и жидкого топлив

В зависимости от состава твердого топлива, выхода летучих, спекаемости кокса, высшей теплоты сгорания рабочей массы беззольного угля ископаемые угли делятся на три основных типа: бурые, каменные и антрациты. К переходному типу между каменными углями и антрацитом относится полуантрацит.

К бурым углям относят угли с высшей теплотой сгорания рабочей массы беззольного угля, МДж/кг,

$$\frac{100 Q_B^p}{100 - A^p} < 23,88.$$

Бурые угли характеризуются высоким выходом летучих V^r более 40 %, неспекающимся коксовым остатком и зачастую высокой общей влажностью. По содержанию влаги бурые угли разделяют на три группы: B_1 W^p более 40 %; B_2 W^p 30...40 %; B_3 W^p до 30 %.

Таблица 2.4

Характеристика каменных углей

Марка угля	Обозначение марки	Выход летучих на горючую массу V^r , %	Характеристика нелетучего остатка
Длиннопламенный	Д	36 и более	От порошкообразного до слабоспекшегося
Газовый	Г	35 и более	Спекшийся
Газовый жирный	ГЖ	31 ... 37	
Жирный	Ж	24 ... 37	
Коксовый жирный	КЖ	25 ... 33	
Коксовый	К	17 ... 38	
Отощенный спекающийся	ОС	14 ... 27	
Тощий	Т	9 ... 17	От порошкообразного до слабоспекшегося
Слабоспекающийся	СС	17 ... 37	То же

К каменным углям относят угли с высшей теплотой сгорания рабочей массы беззольного угля $\frac{100Q_p^p}{100 - A^p} > 23,88$ МДж/кг и выходом летучих $V^r > 9\%$. Основная масса их спекается. Каменные угли делятся на марки в основном по выходу летучих и характеристике нелетучего остатка (табл. 2.4).

К полуантрацитам (ПА) и антрацитам (А) относят угли, имеющие выход летучих в условной горючей массе менее 9 %. Полуантрациты отличаются от антрацитов объемным выходом летучих: полуантрациты от 220 до 300 см³/г, антрациты — менее 220 см³/г. Кроме того, полуантрациты обладают более высокой теплотой сгорания, чем антрациты.

В качестве жидкого котельного топлива применяется мазут трех марок — 40, 100, 200. Марка топлива определяется предельной вязкостью, единицей измерения которой является градус условной вязкости — °УВ. Так при 80 °С предельная вязкость для мазута марки 40 равна 8,0 °УВ, а для мазута марки 100 — 15,5 °УВ, при 100 °С для мазута марки 200 предельной является вязкость 6,5...9,5 °УВ.

По содержанию серы мазуты разделяются на малосернистые (до 0,5 % S), сернистые (до 2,0 % S) и высокосернистые (до 3,5 % S).

Контрольные вопросы

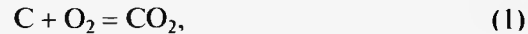
1. Приведите основные виды природных и искусственных топлив.
2. Каково происхождение твердого топлива? Назовите основные стадии его образования.
3. Укажите назначение и основные способы переработки твердого топлива перед его сжиганием.
4. Каково происхождение нефти и какие существуют основные способы ее добычи?
5. Перечислите основные типы газовых месторождений.
6. В чем заключается подготовка природного газа перед подачей его в магистральный газопровод?
7. Из каких химических элементов состоит твердое и жидкое топливо?
8. Что представляет собой рабочая, сухая, горючая и органическая расчетные массы топлива?
9. Назовите газообразные вещества, входящие в состав горючего газа.
10. Назовите основные теплотехнические характеристики топлива.
11. Что представляет собой зола топлива? Назовите ее основные характеристики.
12. В каком виде присутствует влага в твердом топливе?
13. Что такое «теплота сгорания топлива»? Назовите способы ее определения.
14. В чем разница между высшей и низшей теплотами сгорания топлива?
15. Что характеризует выход летучих из твердого топлива? Каков состав выделяющихся при термическом распаде газов?
16. Что такое «условное топливо» и для чего введено это понятие?
17. По каким параметрам осуществляется деление твердого топлива на бурые угли, каменные угли и антрациты?
18. Перечислите марки каменных углей. По каким параметрам происходит деление каменных углей на марки?
19. Какие марки мазута применяются в качестве топлива в промышленных и отопительных котельных?

**РАСЧЕТЫ ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА.
СОСТАВЫ ПРОДУКТОВ ПОЛНОГО
И НЕПОЛНОГО СГОРАНИЯ ТОПЛИВА**

**3.1. Теоретически необходимый расход воздуха
для сжигания топлива. Коэффициент избытка воздуха**

В основе процесса горения топлива лежат химические реакции окисления горючих компонентов топлива: углерода С, водорода Н и серы S — для твердых и жидких топлив и углеводородов C_mH_n , монооксида углерода СО, водорода H_2 и сероводорода H_2S — для горючих газов.

Горение углерода при полном его окислении происходит по реакции

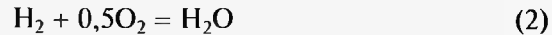


в которой при сгорании 12 кг С образуется масса CO_2 , кг:

$$12 + 32 = 44,$$

т.е. для сжигания 1 кг С необходимы $32/12 = 2,667$ кг O_2 , что составляет с учетом плотности ρ_{O_2} кислорода при нормальных условиях $2,667/1,428 = 1,866$ м³ O_2 /кг С.

Аналогично для реакции горения водорода

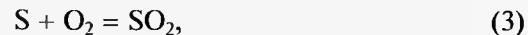


получим при сгорании каждых 2 кг водорода массу воды, кг:

$$2 + 16 = 18,$$

т.е. требуется 8 кг O_2 /кг H_2 , что составляет 5,56 м³ O_2 /кг H_2 .

Горение серы происходит по реакции:



т.е. из каждых 32 кг серы получим массу SO_2 , кг:

$$32 + 32 = 64.$$

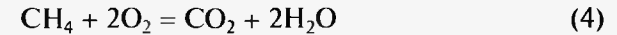
Для сжигания 1 кг серы необходимы 1 кг O_2 , или 0,7 м³ O_2 /кг S.

В итоге теоретический расход кислорода $V_{O_2}^0$, м³/кг, необходимый для полного сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива конкретного состава (C^p , H^p , $S_{орг+к}^p$ — содержание элементов в рабочей массе) с учетом кислорода O^p , содержащегося в рабочей массе топлива, определяется формулой

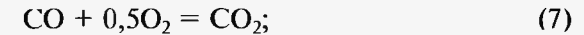
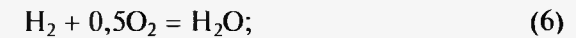
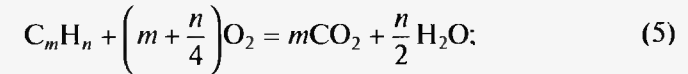
$$V_{O_2}^0 = 1,866 \frac{C^p}{100} + 5,56 \frac{H^p}{100} + 0,7 \frac{S_{орг+к}^p}{100} - \frac{O^p}{100\rho_{O_2}},$$

где ρ_{O_2} — плотность кислорода при нормальных условиях ($\rho_{O_2} = 1,428$ кг/м³).

При сжигании газообразного топлива происходят следующие реакции:



или в общем виде для любого углеводорода:



где m и n — стехиометрические коэффициенты.

Тогда теоретический расход кислорода $V_{O_2}^0$, м³ O_2 /м³ газообразного топлива, необходимый для полного сжигания топлива известного состава с учетом имеющегося в этом топливе кислорода, составит

$$V_{O_2}^0 = 0,01[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \Sigma(m + n/4)C_mH_n - O_2].$$

В качестве окислителя при сжигании топлива в котельных агрегатах используется атмосферный воздух, который представляет собой смесь газообразных веществ. В составе воздуха кислород — 21 %, азот — 78 %, углекислый газ, инертные газы и др. — 1 %. Для технических расчетов обычно принимают условный состав воздуха, содержащий только два компонента (кислород 21 % и азот 79 %).

Если в качестве окислителя используется не чистый кислород, а воздух, то его теоретический расход V_B^0 , м³/м³, необходимый для полного сгорания газообразного топлива, равен

$$V_B^0 = V_{O_2}^0 \frac{100}{21} = 4,76V_{O_2}^0.$$

На практике при сжигании топлива расход воздуха, подаваемого в топочное пространство, несколько больше теоретически необходимого. Отношение действительного расхода воздуха V_B^n к его теоретическому значению V_B^0 называется коэффициентом избытка воздуха

$$\alpha = V_B^n / V_B^0.$$

Значение коэффициента избытка воздуха зависит от вида сжигаемого топлива, конструкции горелочного и топочного устройства и обычно находится в пределах 1,05... 1,5. Эффективность сжигания топлива зависит от правильного выбора значения коэффициента избытка воздуха. Величина α во многом определяет экономичность процесса горения.

3.2. Выход и состав продуктов полного сгорания топлива

В общем случае для всех видов топлива теоретический суммарный выход $V_{п.г}$ продуктов полного сгорания, $\text{м}^3/\text{кг}$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$, можно представить в следующем виде:

$$V_{п.г} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0,$$

где $V_{\text{RO}_2} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2}$ — объем сухих трехатомных газов; $V_{\text{N}_2}^0, V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ — теоретический выход азота и паров воды при полном сгорании топлива.

При коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$ и полном сгорании топлива газообразные продукты не содержат кислород и состоят только из $\text{CO}_2, \text{SO}_2, \text{N}_2$ и H_2O . Для твердых и жидких топлив выход трехатомных сухих продуктов сгорания V_{RO_2} определяется из ранее приведенных уравнений реакций горения отдельных горючих элементов топлива [см. формулы (1) и (3)]:

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \frac{C^p}{100} + 0,7 \frac{S_{\text{орг+к}}^p}{100},$$

где $C^p, S_{\text{орг+к}}^p$ — содержание углерода и серы (органической и колчеданной) в рабочей массе топлива; 1,866 и 0,7 — коэффициенты пересчета, полученные для реакций горения (1) и (3); 100 — делитель для пересчета мас. % в кг.

Теоретический объем азота $V_{\text{N}_2}^0$, $\text{м}^3/\text{кг}$, переходящего в продукты сгорания из воздуха $V_{\text{в}}^0$ и топлива N^p , определяется по формуле:

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V_{\text{в}}^0 + 0,008N^p.$$

Теоретический объем водяного пара $V_{\text{H}_2\text{O}}^0$, $\text{м}^3/\text{кг}$, равен

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111H^p + 0,0124W^p + 0,00124d_{\text{в}}V_{\text{в}}^0 + 1,24G_{\text{ф}},$$

где первое слагаемое — объем водяного пара, образующегося при сгорании водорода H^p ; второе слагаемое — учет влаги W^p , внесен-

ной топливом; третье слагаемое — влага, внесенная с воздухом; $d_{\text{в}}$ — влагосодержание воздуха, $\text{г}/\text{м}^3$; четвертое слагаемое — учет форсуночного или дутьевого пара: $G_{\text{ф}}$ — расход пара на распыл мазута; $G_{\text{ф}} = 0,3...0,4$ кг пара/кг топлива; 0,111; 0,0124; 1,24 — расчетные коэффициенты.

Для газообразного топлива объем сухих трехатомных продуктов сгорания равен, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_{\text{RO}_2} = (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + m\Sigma C_m H_n)/100,$$

где $\text{CO}_2, \text{CO}, \text{H}_2\text{S}, \Sigma C_m H_n$ — содержание соответствующих газов в топливе, об. %.

Теоретический объем азота $V_{\text{N}_2}^0$, $\text{м}^3/\text{м}^3$, равен сумме содержания азота воздуха, поступающего на сжигание топлива (первое слагаемое), и азота топлива:

$$V_{\text{N}_2}^0 = 79V_{\text{в}}^0 + 0,01N_2.$$

Теоретический объем водяных паров, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = (\text{H}_2 + \text{H}_2\text{S} + \Sigma \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124d_{\text{г}} + 0,124d_{\text{в}}V_{\text{в}}^0)/100,$$

где $\text{H}_2, \text{H}_2\text{S}, \Sigma C_m H_n$ — содержание газов в топливе, об. %; $d_{\text{г}}$ — влагосодержание газообразного топлива, $\text{г}/\text{м}^3$.

При коэффициенте избытка воздуха $\alpha > 1$ продукты сгорания содержат дополнительное количество воздуха и влаги, внесенную этим воздухом, что увеличивает объем сухих продуктов сгорания $V_{\text{с.г}}$ и объем водяных паров $V_{\text{H}_2\text{O}}$. В связи с этим при $\alpha > 1$ для твердого, жидкого, $\text{м}^3/\text{кг}$, и газообразного, $\text{м}^3/\text{м}^3$, топлива получим следующие формулы:

$$V_{\text{с.г}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + (\alpha - 1)V_{\text{в}}^0;$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V_{\text{в}}^0;$$

$$V_{\text{г}} = V_{\text{с.г}} + V_{\text{H}_2\text{O}},$$

где $V_{\text{г}}$ — выход продуктов сгорания при $\alpha > 1$, $\text{м}^3/\text{м}^3$ (для газообразного топлива) или $\text{м}^3/\text{кг}$ (для жидкого либо твердого топлива).

3.3. Условия полного сгорания топлива. Продукты полного и неполного сгорания топлива

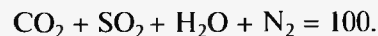
Условия, необходимые для полного сгорания топлива, включают в себя следующее:

- непрерывный подвод топлива в зону горения;

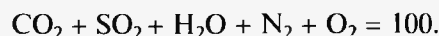
- непрерывный подвод окислителя (воздуха) в достаточном количестве;
- хорошее перемешивание топлива с окислителем;
- достаточная температура в топке;
- достаточное время пребывания топливовоздушной смеси в топке.

Если хотя бы одно из перечисленных условий не выполняется, в системе появятся продукты неполного сгорания топлива.

При полном сгорании любого топлива с теоретически необходимым количеством воздуха состав продуктов сгорания, об. %, будет следующим:



При полном сгорании топлива и избытке окислителя (т.е. при $\alpha > 1$) в продуктах сгорания будет присутствовать также избыточный кислород, об. %:



При недостатке окислителя или плохом перемешивании сгорание топлива будет неполным, и в продуктах горения появятся горючие газы — вначале монооксид углерода CO , затем водород H_2 и метан CH_4 . Таким образом, в общем случае полный состав продуктов горения при сжигании топлива в условиях коэффициента избытка воздуха $\alpha < 1$ будет следующим, об. %:



Помимо газообразных компонентов в продуктах горения может быть и сажа.

3.4. Контроль процесса горения топлива

Контролировать процесс горения топлива можно следующими способами:

а) визуально по таким характеристикам факела, как его длина, цвет, светимость и т.д. Для владения этим субъективным методом оценки необходим большой профессиональный опыт машиниста котлов;

б) по составу продуктов горения, производимому с помощью газоанализаторов.

При анализе состава продуктов горения следует прежде всего обратить внимание на содержание оксида углерода CO . Отсутствие CO в данных анализа свидетельствует о полном сгорании топлива и отсутствии потерь теплоты от химической неполноты сгорания. При наличии CO в продуктах сгорания необходимо увеличить подачу воздуха с тем, чтобы в соответствии с производственной ин-

струкцией или режимной картой минимизировать или исключить его содержание в продуктах горения.

Отсутствие CO из числа горючих газов в продуктах сгорания вовсе не свидетельствует о качественном сжигании топлива. Помимо CO необходимо контролировать содержание кислорода и трехатомных газов RO_2 в сухих продуктах горения. С помощью данных о содержании этих компонентов можно установить важнейшую величину, характеризующую качество сжигания топлива, — коэффициент избытка воздуха.

Наиболее точно этот коэффициент определяется по «азотной формуле», которая для случая полного сжигания топлива имеет вид

$$\alpha = \frac{\text{N}_2}{\text{N}_2 - 3,76\text{O}_2},$$

где N_2 , O_2 — содержание N_2 и O_2 в сухих продуктах горения, об. %;

$$\text{N}_2 = 100 - (\text{RO}_2 + \text{O}_2);$$

3,76 — соотношение содержаний азота и кислорода воздуха.

При неполном сгорании топлива «азотная» формула приобретает вид

$$\alpha = \frac{\text{N}_2}{\text{N}_2 - 3,76(\text{O}_2 - 2\text{CH}_4 - 0,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2)},$$

где CH_4 , CO и H_2 — содержание в продуктах горения соответственно метана, монооксида углерода и водорода, об. %; 3,76 — соотношение содержаний азота и кислорода воздуха; 2 и 0,5 — стехиометрические коэффициенты реакций горения.

Для примерной оценки значения α при отсутствии в дымовых газах горючих компонентов пользуются «углекислотной» формулой

$$\alpha = \text{RO}_2^{\max} / \text{RO}_2,$$

где $\text{RO}_2^{\max}$ — максимально возможное содержание трехатомных газов в сухих продуктах горения, об. %:

$$\text{RO}_2^{\max} = \frac{\text{RO}_2}{100 - 4,76\text{O}_2} 100,$$

4,76 — коэффициент пересчета содержания кислорода в воздухе.

Примерное значение коэффициента избытка воздуха можно определить также по «кислородной» формуле. В случае полного сгорания топлива

$$\alpha = \frac{21}{21 - \text{O}_2},$$

где O_2 — содержание кислорода в продуктах горения, об. %.

3.5. Оптимизация процесса сжигания топлива

Коэффициент избытка воздуха является важнейшей характеристикой эффективности ведения процесса сжигания топлива.

За оптимальный коэффициент избытка воздуха принимается такой, при котором сумма потерь теплоты с уходящими газами $q_{y,г}$ от химической $q_{x,н}$ и механической $q_{м,н}$ неполноты сгорания, а также затраты на тягу и дутье $q_{т,д}$ минимальны. Изменение этих составляющих потерь и затрат энергии от избытка воздуха приведены на рис. 3.1.

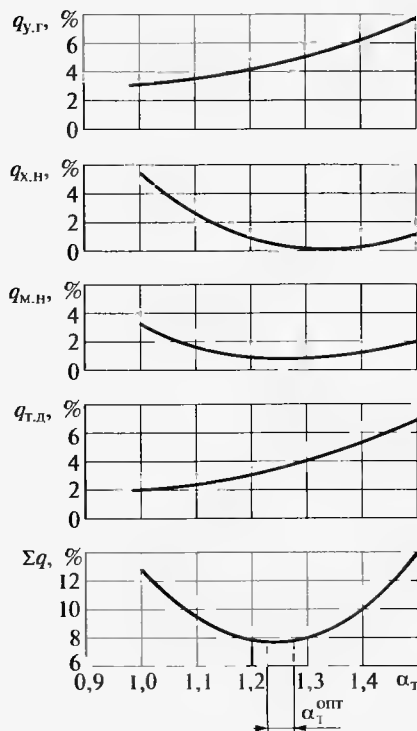
Потери теплоты с уходящими газами $q_{y,г}$ непрерывно возрастают с увеличением коэффициента избытка воздуха в топке α_t , что связано с увеличением объема продуктов горения.

Колебания потерь теплоты от химической неполноты сгорания $q_{x,н}$ в зависимости от α_t неоднозначны: при недостатке воздуха, подаваемого на горение, топливо горит с образованием продуктов неполного сгорания, что приводит к появлению потерь от химической неполноты сгорания $q_{x,н}$; при увеличении подачи воздуха эти потери теплоты снижаются, в принципе они могут быть равными нулю. Увеличение потерь теплоты при существенном увеличении α_t объясняется снижением температуры в топке и замедлением скорости химических реакций горения.

Потери теплоты от механической неполноты сгорания $q_{м,н}$ при варьировании α_t качественно изменяются так же, как и потери теплоты от химической неполноты сгорания, т.е. имеют в некоторой области минимальное значение.

Рис. 3.1. Зависимость тепловых потерь $q_{y,г}$, $q_{x,н}$, $q_{м,н}$, затрат на тягу и дутье $q_{т,д}$, суммарных потерь теплоты Σq от избытка воздуха в топке:

$q_{y,г}$ — потери теплоты с уходящими газами; $q_{x,н}$, $q_{м,н}$ — то же, соответственно от химической и механической неполноты сгорания; α_t — коэффициент избытка воздуха в топке; α_t^{opt} — то же, оптимальный



Расход электроэнергии на тягу и дутье, % от количества введенной теплоты, определяется по формуле

$$q_{т,д} = 29\,330 b N_{т,д} / (B Q_n^p),$$

где 29 330 — теплота сгорания условного топлива, кДж/кг; b — удельный расход условного топлива, кг/(кВт·ч) выработанной электроэнергии; $N_{т,д}$ — мощность электродвигателей, затрачиваемая на тягу и дутье, кВт; B — расход топлива, кг/ч; Q_n^p — низшая теплота сгорания рабочего топлива, кДж/кг.

Оптимальное значение α_t^{opt} можно установить графически (рис. 3.1), для этого необходимо получить кривую суммарных потерь теплоты в зависимости от α_t . По минимальному значению суммарных тепловых потерь определяют оптимальное значение коэффициента избытка воздуха α_t^{opt} при данной нагрузке котельного агрегата.

Контрольные вопросы

1. Как рассчитать расход воздуха, необходимый для полного сгорания 1 кг углерода, водорода, серы?
2. Дайте определение коэффициента избытка воздуха.
3. Из каких компонентов состоят продукты полного сгорания топлива, сжигаемого при $\alpha = 1$?
4. Каков состав продуктов полного сгорания топлива, сжигаемого при $\alpha > 1$?
5. Из каких составляющих складывается общий выход водяных паров в продуктах горения топлива?
6. Каким образом азот переходит в продукт горения топлива?
7. Укажите условия, необходимые для полного сгорания топлива.
8. Укажите продукты неполного сгорания в порядке их появления при ухудшении условий сжигания топлива.
9. Назовите способы контроля процесса сжигания топлива.
10. Как рассчитать коэффициент избытка воздуха по известному составу продуктов горения топлива?
11. Каким образом оптимизируется процесс сжигания топлива?

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

4.1. Общее уравнение теплового баланса котельного агрегата

Целями составления теплового баланса котельного агрегата являются:

- определение значений всех приходных и расходных статей баланса;
- расчет коэффициента полезного действия котельного агрегата;
- анализ расходных статей баланса с целью установления причин ухудшения работы котельного агрегата.

На основе такого анализа разрабатываются мероприятия по повышению энергетической эффективности котельного агрегата.

В котельном агрегате при сжигании органического топлива происходит преобразование химической энергии топлива в тепловую энергию продуктов горения. Выделившаяся теплота расходуется на выработку полезной теплоты пара или горячей воды и на компенсацию тепловых потерь. В соответствии с законом сохранения энергии должно соблюдаться равенство прихода и расхода теплоты в котельном агрегате, т.е.

$$Q_{\text{прих}} = Q_{\text{расх}}$$

Для котельных установок тепловой баланс обычно составляют на 1 кг твердого или жидкого топлива, или на 1 м³ газа, находящегося при нормальных условиях (273 К и 0,1013 МПа). Статьи, входящие в уравнение теплового баланса, должны иметь размерность МДж/кг или МДж/м³.

Поступившую в котельный агрегат теплоту называют также предполагаемой теплотой и обозначают Q_p^p . В общем случае приходная часть теплового баланса записывается в виде уравнения

$$Q_{\text{прих}} = Q_p^p = Q_n^p + Q_{\text{ф.т}} + Q_{\text{ф.в}} + Q_{\text{пар}},$$

где Q_n^p — низшая рабочая теплота сгорания топлива, МДж/кг для твердого или жидкого топлива и МДж/м³ для газа; $Q_{\text{ф.т}}$ — физическая теплота топлива, определяемая по формуле

$$Q_{\text{ф.т}} = c_t \Delta t_t,$$

где c_t — удельная теплоемкость топлива, МДж/(кг·°С) или МДж/(м³·°С); Δt_t — температура нагрева топлива, °С.

Физическая теплота твердого топлива, имеющего обычно низкую температуру (около 20 °С), в балансе не учитывается. Жидкое топливо (мазут) для снижения вязкости и улучшения распыла поступает в топку подогретым до температуры 80...120 °С, потому его физическая теплота при выполнении расчетов учитывается. Учет $Q_{\text{ф.т}}$ ведется при сжигании газообразного топлива с низкой температурой сгорания (например, доменного газа) при условии его подогрева до 200...300 °С.

$Q_{\text{ф.в}}$ — физическая теплота воздуха учитывается лишь при подогреве его вне котла за счет постороннего источника (например, в паровом калорифере или в автономном подогревателе при сжигании в нем дополнительного топлива);

$Q_{\text{пар}}$ — теплота, вносимая в топку котла с паром при паровом распыле мазута или при вводе пара под колосниковую решетку для улучшения горения в случае слоевого сжигания антрацита:

$$Q_{\text{пар}} = G_n (h_n - 2,51),$$

где G_n — расход пара на 1 кг топлива, кг. При паровом распыливании мазута $G_n = 0,3 \dots 0,35$, кг/кг топлива, при сжигании антрацита и подаче пара под решетку $G_n = 0,2 \dots 0,4$ кг/кг топлива; h_n — энтальпия пара, МДж/кг; 2,51 — примерное значение энтальпии водяного пара в продуктах сгорания, покидающих котельный агрегат, МДж/кг.

Расходная часть теплового баланса включает в себя полезно используемую теплоту $Q_{\text{пол}}$, затраченную на выработку пара (или горячей воды), и различные потери $\Sigma Q_{\text{потерь}}$, т.е.

$$Q_{\text{расх}} = Q_{\text{пол}} + \Sigma Q_{\text{потерь}}$$

или

$$Q_{\text{расх}} = Q_p^p = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{у.г}} + Q_{\text{х.н}} + Q_{\text{м.н}} + Q_{\text{н.о}} + Q_{\text{ф.ш}} + Q_{\text{охл}} \pm Q_{\text{акк}},$$

где Q_p^p — располагаемая теплота котельного агрегата; $Q_{\text{у.г}}$ — потери теплоты с уходящими газами; $Q_{\text{х.н}}$ — потери теплоты от химической неполноты сгорания; $Q_{\text{м.н}}$ — потери теплоты от механической неполноты сгорания; $Q_{\text{н.о}}$ — потери теплоты от наружного охлаждения внешних ограждений котла; $Q_{\text{ф.ш}}$ — потери теплоты с физической теплотой шлаков; $Q_{\text{охл}}$ — потери теплоты с охлаждаемыми элементами, не включенными в циркуляционную систему котла; $Q_{\text{акк}}$ — расход (знак «+») или приход (знак «-») теплоты, связанный с неустойчивым тепловым режимом работы котла. При установившемся тепловом состоянии $Q_{\text{акк}} = 0$.

Если обе части приведенного уравнения баланса умножить на 100 % и разделить на Q_p^p , то получим при установившемся тепловом режиме котла

$$100 \frac{Q_p^p}{Q_p^p} = \frac{Q_{пол}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{у.г}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{х.н}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{м.н}}{Q_p^p} 100 + \\ + \frac{Q_{н.о}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{ф.ш}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{охл}}{Q_p^p} 100$$

или

$$100 = q_{пол} + q_{у.г} + q_{х.н} + q_{м.н} + q_{н.о} + q_{ф.ш} + q_{охл},$$

где $q_i = \frac{Q_i}{Q_p^p} 100$ — слагаемые расходной части теплового баланса, %.

4.2. Полезно используемая теплота для производства пара

Полное количество полезно используемой теплоты для производства водяного пара складывается в общем случае из расходов теплоты на подогрев воды, поступающей в котел, до кипения, ее испарение и перегрев пара в пароперегревателе, вторичный перегрев пара после прохождения пара через часть высокого давления (ЧВД) турбины. При использовании теплоты для продувки в системе подготовки химически очищенной воды или для других целей в полезное тепловосприятие включается и количество теплоты, уносимое из котельного агрегата при непрерывной продувке. Количество полезно используемой теплоты, кДж/кг, вычисляется по формуле

$$Q_{пол} = \frac{D(h_{п.п} - h_{п.в}) + D_{вт.пер}(h''_{вт.пер} - h'_{вт.пер}) + D_{пр}(h_{к.в} - h_{п.в})}{B},$$

где D , $D_{вт.пер}$, $D_{пр}$ — соответственно расход перегретого пара, расход пара на вторичный перегрев, расход котловой воды на продувку, кг/с; $h_{п.п}$, $h_{п.в}$, $h_{к.в}$, $h'_{вт.пер}$, $h''_{вт.пер}$ — энтальпия соответственно перегретого пара, питательной воды, кипящей воды в барабане котла, пара на входе и выходе из вторичного пароперегревателя, кДж/кг; B — расход топлива, кг/с.

4.3. Потери теплоты с уходящими газами

Потери теплоты с уходящими газами $Q_{у.г}$ ($q_{у.г}$) возникают из-за того, что физическая теплота (энтальпия) газов $H_{у.г}$, покидающих котел при температуре $t_{у.г}$, превышает физическую теплоту поступающих в котел холодного воздуха $\alpha_{у.г} H_{х.в}^o$ и топлива $c_T \Delta t_T$.

Потери теплоты с уходящими газами $Q_{у.г}$ занимают обычно основное место среди тепловых потерь котла и составляют $q_{у.г} = 5 \dots 12\%$ располагаемой теплоты Q_p^p . Для расчета $Q_{у.г}$ используют формулу

$$Q_{у.г} = H_{у.г} - \alpha_{у.г} H_{х.в}^o.$$

Здесь $H_{у.г}$, $H_{х.в}^o$ — энтальпии соответственно уходящих газов и теоретически необходимого холодного воздуха, МДж/кг (МДж/м³).

Потери теплоты с уходящими газами зависят в основном от объема и температуры уходящих газов. Наибольшее внимание для снижения этих потерь следует уделять уменьшению коэффициента избытка воздуха $\alpha_{у.г}$ в уходящих газах, который зависит от коэффициента избытка воздуха в топке α_T и балластного воздуха $\Delta \alpha_{подс}$ за счет его подсосов в газоходы котла, находящиеся обычно под разрежением:

$$\alpha_{у.г} = \alpha_T + \Delta \alpha_{подс}.$$

Оптимальное по условию минимума суммарных потерь теплоты $q_{у.г} + q_{х.н}$ значение $\alpha_T^{опт}$ находят с помощью графика (рис. 4.1, а).

Возможность снижения α_T зависит от вида сжигаемого топлива, способа его сжигания, типа горелок и топочного устройства. При благоприятных условиях контактирования топлива и воздуха избыток воздуха α_T , необходимый для полного сгорания, может быть уменьшен. Принимается, что при сжигании газообразного топлива коэффициент избытка воздуха $\alpha_T \leq 1,1$, при сжигании мазута $\alpha_T = 1,1$, для пылевидного топлива $\alpha_T = 1,2$ и для кускового топлива $\alpha_T = 1,3 \dots 1,7$.

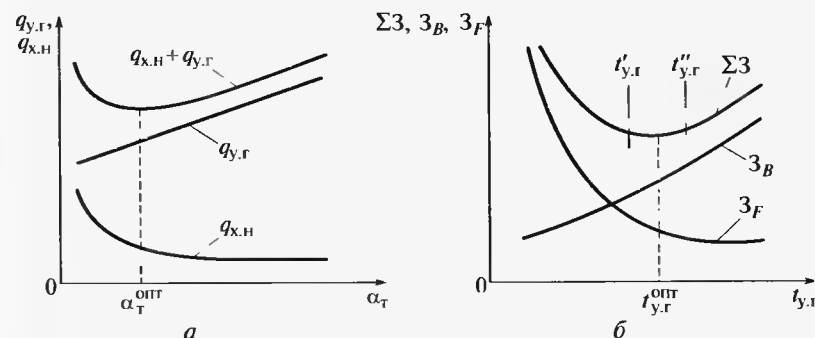


Рис. 4.1. Графическое определение оптимальных значений коэффициента избытка воздуха $\alpha_T^{опт}$ в топке котла (а) и температуры $t_{у.г}^{опт}$ уходящих газов (б):

$q_{у.г}$, $q_{х.н}$ — потери теплоты с уходящими газами и от химической неполноты сгорания, %; $t'_{у.г}$, $t''_{у.г}$ — расчетные температуры уходящих газов, °C; ΣZ — суммарные затраты, руб./год; Z_B — затраты на топливо, руб./год; Z_F — затраты на поверхность нагрева, руб./год

Подсосы воздуха по газовому тракту $\Delta\alpha_{\text{подс}}$ в пределе могут быть сведены к нулю в котлах, работающих под наддувом, т.е. под давлением в дымовом тракте. Для котлов, работающих под разрежением, подсосы составляют $\Delta\alpha_{\text{подс}} = 0,15 \dots 0,3$ и даже больше. Местами проникновения воздуха из окружающей среды в систему котла являются места прохода труб через обмуровку, уплотнения лючков, дверок, гляделок, холодная воронка, трещины и неплотности в обмуровке.

Нередко высказывается мнение, что опасность, связанная с подсосами воздуха в топку незначительна, что можно использовать этот воздух для процесса горения. Такие суждения неверны. Дело в том, что большая часть воздуха подсосов засасывается в топку через небольшие неплотности стен топочной камеры, т.е. не может проникать глубоко внутрь топочной камеры. Двигаясь вблизи экранов, в зоне относительно невысоких температур этот воздух в горении участвует слабо. Таким образом, несмотря на достаточно высокое значение α_T на выходе из топки, основной процесс горения протекает с недостатком воздуха, часть топлива, не сгорая, выносится из топки, повышая температуру продуктов сгорания и создавая восстановительную среду внетопочного пространства. Повышение температуры частиц топлива (следовательно, и золы), а также образующаяся восстановительная среда усиливают процессы шлакования и загрязнения труб.

Балластный воздух в продуктах сгорания помимо увеличения потерь теплоты $Q_{y.g}$ приводит также к дополнительным затратам электроэнергии на дымосос.

Важнейшим фактором, влияющим на потери с уходящими газами $Q_{y.g}$, является температура уходящих газов $t_{y.g}$. Ее снижение достигается установкой в хвостовой части котла теплоиспользующих элементов (экономайзера, воздушного подогревателя), так как чем ниже температура уходящих газов и, соответственно, меньше разность температур Δt уходящих газов и нагреваемого рабочего тела (например, воздуха), тем большая площадь поверхности нагрева требуется для охлаждения продуктов сгорания.

Повышение же температуры уходящих газов приводит к увеличению потери с $Q_{y.g}$ и, следовательно, к дополнительным затратам топлива ΔB на выработку одного и того же количества пара или горячей воды. В связи с этим оптимальная температура $t_{y.g}$ определяется на основе технико-экономических расчетов при сопоставлении годовых капитальных затрат на сооружение поверхности нагрева и затрат на топливо (см. рис. 4.1).

На рис. 4.1, б приведена область температур от $t'_{y.g}$ до $t''_{y.g}$, в которой расчетные затраты различаются незначительно. Это может служить основанием для выбора в качестве наиболее целесообразной температуры $t'_{y.g}$, при которой начальные капитальные затраты будут ниже, чем при $t'_{y.g}$. Необходимая поверхность нагрева также будет

меньше, т.е. теплообменник будет более компактным, что облегчает условия его обслуживания и ремонта. При выборе в качестве более целесообразной температуры $t'_{y.g}$ уменьшается также вероятность конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания, и коррозии поверхности нагрева.

С увеличением тепловой нагрузки котельного агрегата (увеличением расхода топлива B и выхода пара D) потеря теплоты $q_{y.g}$ с уходящими газами возрастает. Это связано с тем, что с ростом нагрузки увеличивается количество выделенной теплоты в топке. Одновременно увеличиваются объем продуктов сгорания и их скорость в газоходах котла. При этом теплоотдача к конвективным поверхностям нагрева возрастает пропорционально увеличению скорости лишь в степени $0,6 \dots 0,8$. Таким образом, тепловыделение превышает тепловосприятие, и температура уходящих газов с увеличением нагрузки повышается.

При работе котла на твердом и жидком топливе поверхности нагрева могут загрязняться золой топлива. Это приводит к ухудшению теплообмена продуктов сгорания с поверхностями нагрева. Для сохранения заданной паропроизводительности в таком случае приходится увеличивать расход топлива. Загрязнение поверхностей нагрева приводит также к увеличению сопротивления газового тракта котла, и при недостаточной мощности дымососа нагрузка котла снижается. Для обеспечения нормальной эксплуатации агрегата необходимо систематически очищать его поверхности нагрева от загрязнений.

4.4. Потери теплоты от химической неполноты сгорания

Потери теплоты от химической неполноты сгорания $Q_{x.n}$ ($q_{x.n}$) возникают при неполном сгорании топлива в пределах топочной камеры и появлении в продуктах горения горючих газообразных составляющих — CO , H_2 , CH_4 , C_mH_n и др. Догорание этих горючих газов при температурах, имеющих место за пределами топки, практически невозможно.

Причинами появления химической неполноты сгорания могут быть:

- общий недостаток воздуха;
- плохое смесеобразование, особенно на начальных стадиях горения топлива;
- низкая температура в топочной камере, особенно в зоне догорания топлива;
- недостаточное время пребывания топлива в пределах топочной камеры, в течение которого не может полностью завершиться химическая реакция горения.

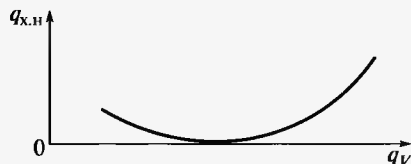


Рис. 4.2. Зависимость потери теплоты от химической неполноты сгорания $q_{х.н}$, %, от объемной плотности тепловыделения в топке q_V , МВт/м³

В области низких значений q_V (левая часть кривой), т. е. при малых расходах топлива B , потери $q_{х.н}$ возрастают в связи со снижением температурного уровня в топочной камере. Увеличение объемной плотности тепловыделения q_V (с увеличением расхода топлива) приводит к повышению температурного уровня в топке и снижению $q_{х.н}$. Однако по достижении определенного уровня q_V при дальнейшем увеличении расхода топлива (правая часть кривой) потери $q_{х.н}$ начинают вновь возрастать, что связано с уменьшением времени пребывания газов в объеме топки и невозможностью в связи с этим завершения реакции горения.

Оптимальное значение q_V , при котором потери $q_{х.н}$ имеют минимальные значения, зависят от вида топлива, способа его сжигания и конструкции топки. Для современных котлов потери теплоты по причине химической неполноты сгорания составляют:

при камерном сжигании

$$q_{х.н} = 0...0,5 \% \text{ при } q_V = 0,15...0,3 \text{ МВт/м}^3;$$

при слоевом сжигании

$$q_{х.н} = 0,5...2 \% \text{ при } q_V = 0,23...0,45 \text{ МВт/м}^3.$$

Потери теплоты от химической неполноты сгорания рассчитываются по формуле

$$Q_{х.н} = V_{CO} Q_{CO} + V_{H_2} Q_{H_2} + V_{CH_4} Q_{CH_4},$$

где V_{CO} , V_{H_2} , V_{CH_4} — объемы горючих газов CO , H_2 и CH_4 в продуктах сгорания топлива, м³/кг (м³/м³); Q_{CO} , Q_{H_2} , Q_{CH_4} — теплота сгорания соответственно CO , H_2 и CH_4 , МДж/м³. $Q_{CO} = 12,64$ МДж/м³; $Q_{H_2} = 10,79$ МДж/м³; $Q_{CH_4} = 35,82$ МДж/м³.

При разработке мероприятий по снижению величины $q_{х.н}$ следует иметь в виду, что при работе в условиях возможного появления продуктов неполного сгорания в первую очередь появляется монооксид углерода CO как наиболее трудносжигаемый компонент, затем H_2 и другие газы. Следовательно, если в продуктах сгорания отсутствуют CO , то в них нет и H_2 .

4.5. Потери теплоты от механической неполноты сгорания

Потери теплоты от механической неполноты сгорания $Q_{м.н}$ ($q_{м.н}$) связаны с недожогом твердого топлива в топочной камере. Часть его в виде горючих частиц, содержащих углерод, водород, серу, может уноситься газообразными продуктами горения, часть — удаляться вместе со шлаком. При слоевом сжигании возможен также провал топлива через отверстия колосниковой решетки. В общем случае при вычислении потерь теплоты от механической неполноты сгорания $Q_{м.н}$, МДж/кг, используют формулу, правая часть которой имеет три слагаемых, характеризующих потери теплоты соответственно с провалом $Q_{м.н}^{пров}$, шлаком $Q_{м.н}^{шл}$ и уносом $Q_{м.н}^{ун}$:

$$Q_{м.н} = Q_{м.н}^{пров} + Q_{м.н}^{шл} + Q_{м.н}^{ун}$$

или то же, но в процентном исчислении

$$q_{м.н} = q_{м.н}^{пров} + q_{м.н}^{шл} + q_{м.н}^{ун}.$$

При сжигании твердого топлива $q_{м.н}$ по величине является второй основной потерей в тепловом балансе и для промышленных котлов может достигать 10...12 %. При слоевом сжигании основными составляющими $q_{м.н}$ являются потери со шлаком и провалом, а при камерном сжигании — потери с уносом.

Если принять долю золы, внесенной в топку, за 100 %, то золотой баланс топки может быть представлен в виде следующего уравнения:

$$a_{пров} + a_{шл} + a_{ун} = 100,$$

где $a_{пров}$, $a_{шл}$, $a_{ун}$ — доля золы топлива, перешедшая соответственно в провал, шлак, унос, %.

Потери теплоты от механической неполноты сгорания зависят от вида сжигаемого топлива, его зольности, фракционного состава, форсировки топочного объема, способа сжигания топлива, конструкции топки и коэффициента избытка воздуха.

4.6. Потери теплоты от наружного охлаждения

Потери теплоты от наружного охлаждения $Q_{н.о}$ ($q_{н.о}$) происходят потому, что температура наружной поверхности котла выше температуры окружающей среды.

Расчет значения $Q_{н.о}$ с предварительным экспериментальным определением необходимых для этого составляющих представляет определенные трудности. Учитывая, что $q_{н.о} = 100 Q_{н.о} / Q_p^p$ малы по

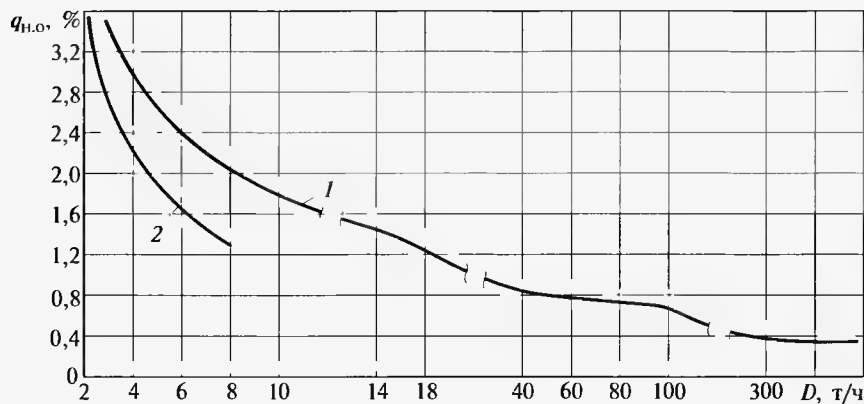


Рис. 4.3. Зависимость потери теплоты $q_{н.о}$ от наружного охлаждения от паропроизводительности D котла:

1 — котел с «хвостовыми» поверхностями нагрева (экономайзером и воздушным подогревателем); 2 — то же, без теплоиспользующих элементов

значению и уменьшаются с увеличением мощности котла, при проектировании и тепловых расчетах пользуются специальными рекомендациями.

На рис. 4.3 показано, как изменяются относительные потери теплоты $q_{н.о}$ от наружного охлаждения в зависимости от производительности D котла.

Абсолютные потери теплоты от наружного охлаждения $BQ_{н.о}$ мало меняются с изменением нагрузки, поэтому относительные потери $q_{н.о}$ изменяются практически обратно пропорционально нагрузке:

$$q_{н.о} = q_{н.о}^{ном} \frac{D_{ном}}{D},$$

где $q_{н.о}^{ном}$, $q_{н.о}$ — относительные потери теплоты от наружного охлаждения при номинальной нагрузке котла $D_{ном}$ и при нагрузке D , отличающейся от номинальной.

4.7. Потери с физической теплотой шлаков

При удалении нагретого шлака из топki неизбежны потери, связанные с физической теплотой шлаков $Q_{ф.ш}$ ($q_{ф.ш}$). В первую очередь это относится к топкам с жидким шлакоудалением, для которых $q_{ф.ш} = 1 \dots 2\%$, а также к слоевым топкам.

Относительные потери теплоты, %, при удалении шлака из топki определяют по формуле

$$q_{ф.ш} = 100 \frac{Q_{ф.ш}}{Q_p^p} = 100 \frac{a_{шл} A^p (c_{шл} \Delta t_{шл})_{зл}}{Q_p^p},$$

где Q_p^p — располагаемая теплота котельного агрегата, МДж; $a_{шл} = 1 - a_{ун}$ — доля золы топлива, удаляемая со шлаком; $a_{ун}$ — доля унесенной золы топлива; A^p — рабочее содержание золы топлива, %; $(c_{шл} \Delta t_{шл})_{зл}$ — энтальпия золы, МДж/кг, определяемая как произведение удельной теплоемкости шлака на температуру нагрева шлака.

Для топок с жидким шлакоудалением температура нагрева шлака в расчете принимается равной температуре нормального жидкого шлакоудаления $t_{ншл}$, а при твердом шлакоудалении $\Delta t_{шл} = 600^\circ\text{C}$.

4.8. Зависимость КПД котла от его нагрузки

Коэффициент полезного действия (КПД) котельного агрегата определяют как отношение полезной теплоты, пошедшей на выработку пара (или горячей воды), к располагаемой теплоте (теплоте, поступившей в котельный агрегат). На практике не вся полезная теплота, выработанная котлоагрегатом, направляется потребителям. Часть теплоты расходуется на собственные нужды. В зависимости от этого различают КПД агрегата по выработанной теплоте (КПД брутто) и КПД агрегата по теплоте, отпущенной потребителю (КПД нетто).

Разность выработанной и отпущенной теплот представляет собой расход на собственные нужды котельной. На собственные нужды расходуется не только теплота, но и электрическая энергия (например, на привод дымососа, вентилятора, питательных насосов, механизмов топливоподачи и пылеприготовления и т.д.), поэтому расход на собственные нужды включает в себя расход всех видов энергии, затраченных на производство пара или горячей воды.

КПД брутто котельного агрегата характеризует степень его технического совершенства, а КПД нетто — коммерческую экономичность.

КПД брутто котельного агрегата $\eta_{бр}$, %, можно определить по уравнению прямого баланса

$$\eta_{бр} = 100 \frac{Q_{пол}}{Q_p^p}$$

или по уравнению обратного баланса

$$\eta_{бр} = 100 - (q_{у.г} + q_{л.н} + q_{м.н} + q_{н.о} + q_{ф.ш}),$$

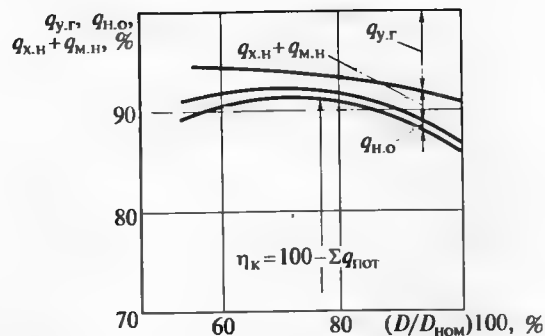


Рис. 4.4. Зависимость КПД котла η_k от его нагрузки $(D/D_{ном})100$:

$q_{у.г}$, $q_{х.н}$, $q_{м.н}$, $q_{н.о}$, $\Sigma q_{пот}$ — потери теплоты с уходящими газами, от химической неполноты сгорания, от механической неполноты сгорания, от наружного охлаждения и суммарные потери

где $Q_{пол}$ — полезно используемая теплота, затраченная наработку пара (или горячей воды); Q_p — располагаемая котельным агрегатом теплота; $q_{у.г}$, $q_{х.н}$, $q_{м.н}$, $q_{н.о}$, $q_{ф.ш}$ — относительные потери теплоты по статьям расхода теплоты.

КПД нетто по уравнению обратного баланса определяется как разность

$$\eta_{нетто} = \eta_{бр} - q_{с.н},$$

где $q_{с.н}$ — относительный расход энергии на собственные нужды, %.

КПД по уравнению прямого баланса применяется преимущественно при составлении отчетности за отдельный период (декада, месяц), а КПД по уравнению обратного баланса — при испытании котельных агрегатов. Определение КПД по обратному балансу значительно точнее, так как погрешности при измерении потерь теплоты меньше, чем при определении расхода топлива, особенно при сжигании твердого топлива.

Таким образом, для повышения эффективности котельных агрегатов недостаточно стремиться к снижению тепловых потерь; необходимо также всемерно сокращать расходы тепловой и электрической энергии на собственные нужды. Поэтому сравнение экономичности работы различных котельных агрегатов в конечном счете следует проводить по их КПД нетто.

В целом КПД котельного агрегата изменяется в зависимости от его нагрузки. Для построения этой зависимости (рис. 4.4) нужно от 100 % вычесть последовательно все потери котельного агрегата $\Sigma q_{пот} = q_{у.г} + q_{х.н} + q_{м.н} + q_{н.о}$, которые зависят от нагрузки.

Как видно из рис. 4.4, КПД котельного агрегата при определенной нагрузке имеет максимальное значение, т.е. работа котла на этой нагрузке наиболее экономична.

Контрольные вопросы

1. Что выражает тепловой баланс котельного агрегата и с какими целями его составляют?
2. Какие статьи входят в приходную часть теплового баланса?
3. Из каких статей состоит расходная часть теплового баланса?
4. Что является полезно используемой теплотой для парового котла?
5. От чего зависят потери теплоты с уходящими газами и каким образом их можно снизить?
6. Как определяется оптимальная температура уходящих газов из котельного агрегата?
7. Что называется потерями теплоты от химической неполноты сгорания? Каковы причины появления этих потерь?
8. При сжигании каких топлив появляются потери теплоты от механической неполноты сгорания и чем они обусловлены? Из каких составляющих складываются эти потери?
9. Что означают потери теплоты от наружного охлаждения котла и какие факторы на них влияют?
10. Чем обусловлены потери теплоты котла с физической теплотой шлаков и в каких случаях они учитываются?
11. Как определяется КПД брутто котельного агрегата по прямому и обратному балансам?
12. Как определяется КПД нетто котельного агрегата?
13. Как изменяется КПД котельного агрегата от его нагрузки?

СЖИГАНИЕ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

5.1. Основные сведения
по сжиганию газообразного топлива

Горение. Быстро протекающее физико-химическое превращение в результате взаимодействия компонентов топлива с окислителем, при котором выделяется энергия в виде теплоты и света называется горением. В результате этого сложного процесса образуются продукты горения. Окислителем служит кислород. Процесс горения характеризуется высокой температурой и большой скоростью протекания химических реакций. Для начала горения необходим энергетический импульс, чаще всего нагревание горючего. В отличие от твердых и жидких видов топлива, которые не могут гореть без предварительного подогрева до температуры воспламенения, газовое топливо может гореть и холодным, если оно перемешано с воздухом в концентрационных пределах воспламенения. Такую газозоообразную смесь можно воспламенить искрой, открытым пламенем или теплотой раскаленного вещества.

Для горючих газов (H_2 , CO , CH_4 и др.), а также газообразного топлива существует такая температура нагрева, при которой топливозоообразная смесь загорается сама без какого-либо внешнего источника воспламенения. Эта температура самовоспламенения зависит от условий протекания процесса и для отдельных газов она колеблется в следующих пределах, °C:

Водород	410...630
Моноксид углерода	610...660
Метан	630...790
Природный и доменный газы	Около 530

Важным параметром, характеризующим газозоообразные смеси, является скорость распространения пламени. В зависимости от того, распространяется ли пламя в потоке газа, находящемся в ламинарном или турбулентном движении, различают нормальное и турбулентное распространение пламени.

При нормальном распространении пламени химические процессы протекают в очень тонком слое, называемом фронтом горения. В качестве основной характеристики химических реакций, протекающих во фронте горения, принята скорость нормального распространения пламени U_n , м/с, представляющая собой линейную

скорость перемещения фронта горения в направлении к свежей смеси по нормали к поверхности фронта в данном месте.

Скорость нормального распространения пламени зависит от природы газа, состава смеси и температуры. Для водородозоообразных смесей U_n во много раз больше, чем для аналогичных смесей метана или оксида углерода. Предварительный подогрев топливозоообразной смеси увеличивает скорость распространения пламени, так как при этом ускоряются химические реакции горения и повышается температура горения.

Не всякая смесь горючего газа с воздухом способна к воспламенению и распространению пламени, но любую горючую смесь, как бы она ни была разбавлена, можно воспламенить, если применить достаточно мощный источник зажигания, в то же время не всякая смесь способна к распространению пламени. Слишком бедные смеси (с большим избытком окислителя) и слишком богатые смеси (с большим избытком горючего) не способны к распространению пламени и, следовательно, не воспламеняются и не взрываются.

Увеличение количества окислителя или топлива сверх теоретического приводит к снижению температуры горения и скорости распространения пламени. При чрезмерном избытке топлива или окислителя тепловыделение в результате горения недостаточно для прогрева ближайших слоев до температуры их воспламенения, и горение становится невозможным.

Газообразные виды топлива имеют верхнюю и нижнюю концентрационные границы воспламенения (взрыва). Предельная концентрация горючего в бедной смеси, ниже которой смесь становится неспособной к воспламенению, называется нижней концентрационной границей воспламенения. Предельная концентрация горючего в богатой смеси, выше которой смесь перестает воспламеняться, называется верхней границей воспламенения. Приведем концентрационные границы воспламенения некоторых горючих газов, %: H_2 — 4...74,2; CO — 12,5...74; CH_4 — 5...15. Взрывоопасная концентрация природного газа близка к взрывоопасной концентрации метана. В зависимости от температуры, давления и других конкретных условий концентрационные границы несколько смещаются в ту или иную сторону.

Взрыв. При определенных условиях в замкнутом пространстве может произойти практически мгновенное сгорание газозоообразной смеси с резким повышением температуры и давления. Такой процесс, называемый взрывом, связан с повышением давления до 0,8...1 МПа (8...10 кгс/см²).

Виды неустойчивого горения. При работе горелок возможны два вида неустойчивого горения: проскок пламени в горелку и отрыв пламени от горелки.

Проскок пламени — это перемещение фронта пламени из топki в горелку, при котором горение топлива начинается непо-

средственно в горелке. При проскоке пламени в горелку образуются продукты неполного сгорания топлива, горелка раскаляется и может выйти из строя.

Отрыв пламени — это перемещение фронта пламени от выходного отверстия горелки в направлении движения газовой смеси, сопровождающееся погасанием пламени. Отрыв приводит к наполнению топki газовой смеси, а затем к хлопку или взрыву.

Отрыв пламени может произойти при любом принципе сжигания топлива (см. подразд. 5.3). Проскок же пламени в горелку невозможен при диффузионном принципе сжигания. Проскок пламени для горелок с предварительным смешением топлива с окислителем происходит, если скорость выхода газовой смеси меньше скорости распространения пламени.

Отрыв пламени от горелок любого типа происходит в том случае, когда скорость выхода газа или газовой смеси больше скорости распространения пламени.

Расход воздуха в газовой смеси является одним из важнейших факторов, влияющих на скорость распространения пламени. В смесях, в которых содержание газа превышает верхний предел его воспламенения, пламя вообще не распространяется. С увеличением содержания воздуха в смеси скорость распространения пламени увеличивается, достигая своего максимума при содержании воздуха около 90 % его теоретического расхода, необходимого для полного сгорания газа.

Из этого следует, что при увеличении подачи воздуха в горелку создается смесь, более бедная газом, способная гореть быстрее и вызвать проскок пламени внутрь горелки. Поэтому при увеличении нагрузки сначала необходимо увеличить подачу газа, а затем воздуха, а при уменьшении нагрузки наоборот — сначала уменьшают подачу воздуха, а затем газа. По этой причине в момент пуска горелок воздух не должен в них поступать и зажигание газа проводится в диффузионном режиме за счет воздуха, поступающего в топку, с последующим переходом на подачу воздуха в горелку.

Причинами отрыва факела от горелки могут быть резкое повышение давления газа или воздуха, нарушение соотношения расхода газ:воздух, резкое увеличение разрежения на выходе из топki, работа горелки при расходах за пределами, указанными в паспорте.

Причинами проскока пламени в горелку могут быть понижение давления газа или воздуха, уменьшение производительности горелок с предварительным смешением газа и воздуха при расходах ниже значений, указанных в паспорте.

Повышение устойчивости работы горелок достигается путем использования различных методов стабилизации горения, с помощью которых обеспечивается поддержание скорости выхода газовой смеси в безопасных пределах, поддержание температуры

в зоне горения не ниже температуры воспламенения газовой смеси. Например, можно предотвратить проскок пламени, если сузить выходное отверстие для газовой смеси, так как при этом скорость выхода смеси возрастает. Пламя не распространяется через узкие щели, так как в них газоваздушная смесь быстро охлаждается. Это свойство используется в стабилизаторах, устанавливаемых на выходе из горелок и выполняемых в виде мелкой решетки. Вероятность проскока пламени можно снизить путем охлаждения выходного отверстия носика горелки.

Отрыв пламени от горелки предотвращают путем установки на выходе из горелки плохо обтекаемых тел (пятачки, конусы и т.д.), дежурной горелки небольшой производительности для постоянного поджигания газовой смеси. В топочных устройствах иногда применяют горку из битого огнеупорного кирпича. В процессе работы кирпич раскаляется и обеспечивает поджигание выходящей газовой смеси.

Наибольшее распространение получил способ стабилизации горения с помощью огнеупорных туннелей. Газоваздушная смесь поступает из кратера горелки в цилиндрический туннель, диаметр которого в 2—3 раза больше диаметра кратера горелки. При резком расширении туннеля вокруг концевой части факела создается разрежение, вызывающее обратное движение частиц раскаленных продуктов сгорания топлива. За счет этого температура газовой смеси в корне факела повышается и обеспечивается устойчивая зона зажигания.

При сжигании газа в туннелях обеспечивается полное сгорание газов при минимальном коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,02 \dots 1,05$ и скоростях выхода смеси, превышающих 100 м/с.

5.2. Классификация газовых горелок

Газовая горелка — это устройство, обеспечивающее устойчивое сгорание газового топлива и регулирование горения. Предназначена для подачи к месту горения газа и воздуха либо отдельно, либо в виде их смеси. Для сжигания топлива в топках котельных агрегатов используют большое число разнообразных горелочных устройств, которые можно классифицировать по ряду следующих признаков:

по степени подготовки горючей смеси — без предварительного смешения, с полным предварительным смешением, с неполным предварительным смешением, с частичным предварительным смешением;

по способу подачи воздуха — с принудительной подачей воздуха от вентилятора, путем инжектирования газовой струей; за счет разрежения в топке;

по давлению газа перед горелками — низкого давления — до 5 кПа (500 мм вод. ст.); среднего давления — до критического перепада давлений (в горелке и топке), при котором скорость истечения газа, а следовательно, и расход газа достигают максимальных (критических) значений; высокого давления — при критическом и сверхкритическом перепаде давлений (скорость истечения и расход газа при этом равны максимальным, т.е. критическим, значениям);

по степени автоматизации управления горелками — с ручным управлением, полуавтоматические, автоматические;

по скорости истечения продуктов сгорания — низкая — до 20 м/с; средняя — 20...70 м/с; высокая — более 70 м/с.

5.3. Принципы сжигания газа.

Понятие о фронте пламени. Характеристика факела

В зависимости от способа подачи в топочную камеру газа и воздуха и условий их смешения различают следующие варианты организации процесса горения:

- с внешним (после горелки) смешением газа и воздуха, называемым диффузионным принципом сжигания;
- с полным предварительным (в горелке) смешением до образования однородной смеси, называемым кинетическим принципом сжигания;
- с неполным предварительным смешением без образования однородной смеси;
- с частичным предварительным смешением с образованием однородной смеси, но с недостатком окислителя в начальной смеси;
- последние два случая организации процесса горения относятся к смешанному — диффузионно-кинетическому принципу сжигания.

Для сжигания природного газа требуется определенное время τ_r , которое складывается из времени смешения $\tau_{см}$ газа с воздухом, времени нагрева τ_n газозвушной смеси до температуры воспламенения и времени $\tau_{х,р}$, необходимого для протекания собственно химических реакций горения:

$$\tau_r = \tau_{см} + \tau_n + \tau_{х,р}.$$

Таким образом, основной химической стадии горения $\tau_{х,р}$ в обязательном порядке предшествуют подготовительные стадии, имеющие физическую природу — $\tau_{физ} = \tau_{см} + \tau_n$.

На рис. 5.1, а показана схема организации диффузионного принципа сжигания, в которой газ и воздух в пределах горелки не контактируют. Смешение компонентов горения в данном случае происходит в топочной камере. Для диффузионного принципа сжига-

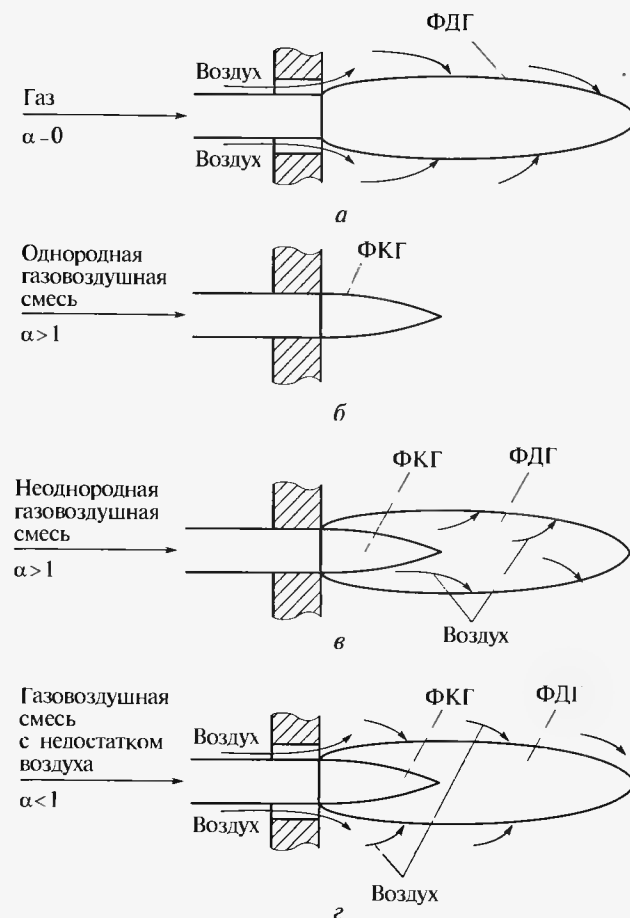


Рис. 5.1. Схемы, иллюстрирующие организацию принципов сжигания газа: а — диффузионный; б — кинетический; в — диффузионно-кинетический в горелке с неполным предварительным смешением; г — то же, горелки с частичным предварительным смешением; ФДГ — фронт диффузионного горения; ФКГ — фронт кинетического горения; α — коэффициент избытка воздуха

ния $\tau_{физ} \gg \tau_{х,р}$, процесс горения при этом затягивается и при достаточном для сжигания содержании воздуха получается относительно длинный светящийся факел ярко-соломенного цвета. Сгорание топлива осуществляется в тонком поверхностном слое факела, называемом фронтом диффузионного горения, к которому из внутренней части факела поступает газ, а из топки — воздух.

При осуществлении кинетического принципа сжигания наиболее длительная стадия процесса — смешение топлива с окислителем $\tau_{см}$ — переносится в горелку (рис. 5.1, б). При этом $\tau_{х,р} \gg \tau_{физ}$, т.е. $\tau_r \approx \tau_{х,р}$. При достаточных температурах в топке процесс горения

топлива происходит очень быстро и образуется короткий факел в виде голубого прозрачного конуса. Сгорание топлива в данном случае осуществляется на поверхности этого конуса, образующей фронт кинетического горения.

При реализации диффузионно-кинетического способа сжигания (в горелках с неполным и частичным предварительным смешением), при котором физическая и химическая стадии процесса соизмеримы по времени $\tau_{\text{физ}} \approx \tau_{\text{х.р.}}$, факел имеет два фронта горения (рис. 5.1, в, г): кинетический ФКГ в виде голубого прозрачного конуса и диффузионный ФДК, в котором происходит догорание топлива в прозрачном факеле бледно-голубого цвета.

5.4. Газовые горелки котлов

Диффузионные горелки. В этих горелках газ смешивается с воздухом преимущественно в топке вследствие взаимной диффузии (взаимного проникновения) газа и воздуха на границах вытекающего потока.

Разновидностью диффузионных горелок является подовая горелка (рис. 5.2), которая состоит из газового коллектора 2 диаметром 32...80 мм. Коллектор представляет собой стальную трубу, заглушенную с одной стороны торца, на котором имеются два ряда отверстий диаметром 1...3 мм, просверленных одно относительно другого под углом от 60 до 120°. Газовый коллектор устанавливают в щели 4, выполненной из огнеупорного кирпича, опирающегося на колосниковую решетку 3. Газ через отверстия в коллекторе выходит в щель, равномерно распределяясь по ее длине. Воздух для горения поступает в ту же щель через колосниковую решетку за счет разрежения в топке или принудительно при включении вентилятора. В процессе работы футерованная щель разогревается, обеспечивая стабилизацию пламени на всех режимах работы горелки.

Подовые горелки могут работать при низком и среднем давлении газа, их используют в секционных котлах, котлах ТВГ, КВ-Г, ДКВР.

Инжекционные горелки низкого и среднего давления. Газовая инжекционная горелка низкого давления, показанная на рис. 5.3, по принципу организации смешения газа с воздухом относится к горелкам с частичным предварительным смешением.

Подаваемая под давлением струя газа истекает с большой скоростью из сопла 1 в конфузор 2 и за счет своей энергии захватывает воздух в конфузоре, увлекая его внутрь горелки. Конфузор входит в состав смесителя наряду с горловиной 3 и диффузором 4. В смесителе происходит образование газозвушной смеси. Разрежение, создаваемое инжектором, с увеличением давления газа будет возрастать, при этом изменяется и количество подсасываемого пер-

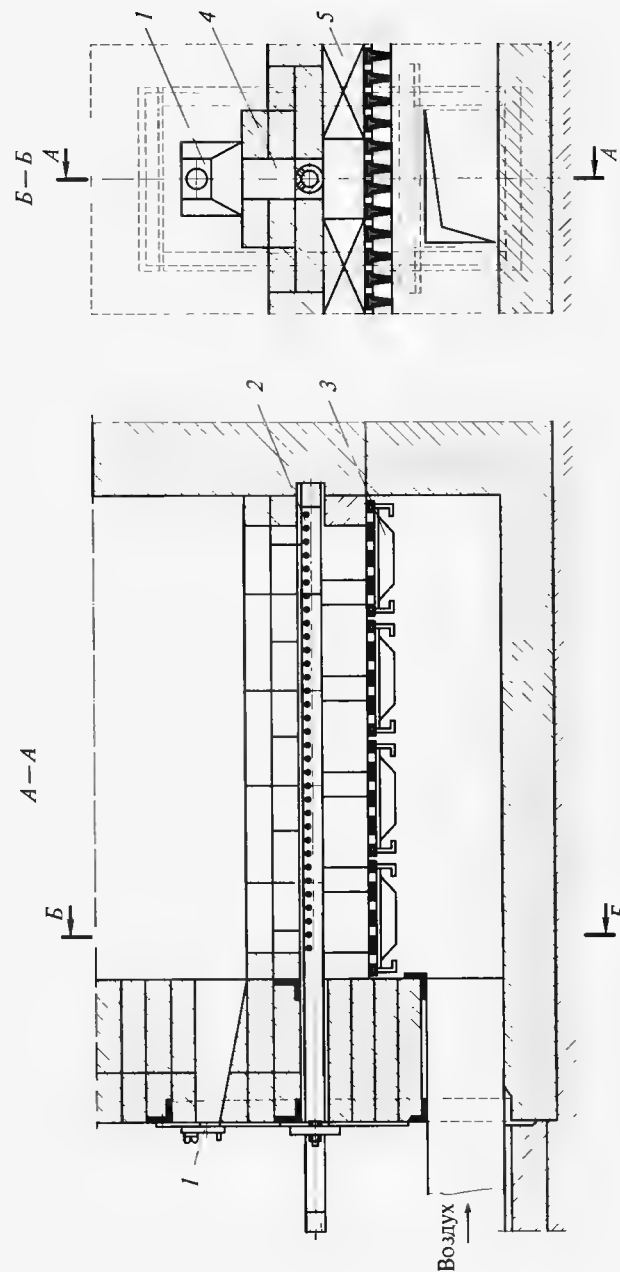


Рис. 5.2. Подовая горелка:

1 — смотровое окно; 2 — газовый коллектор; 3 — колосниковая решетка; 4 — щель; 5 — огнеупорный кирпич

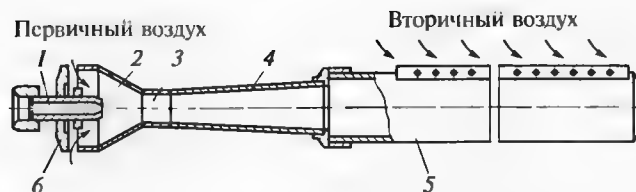


Рис. 5.3. Инжекционная горелка низкого давления:

1 — сопло; 2 — конфузор; 3 — горловина; 4 — диффузор; 5 — огневой насадок;
6 — регулятор первичного воздуха

вичного воздуха (от 30 до 70 %), необходимого для полного сгорания газа. Содержание воздуха, поступающего в горелку, можно изменять при помощи регулятора первичного воздуха 6, представляющего собой шайбу, укрепленную на резьбе. При вращении регулятора изменяется расстояние между шайбой и конфузором, и таким образом регулируется расход воздуха.

Для полного сгорания топлива необходимо обеспечить дополнительное поступление части воздуха за счет разрежения в топке. Регулирование расхода этого воздуха, называемого вторичным, возможно путем изменения разрежения в топке.

Инжекционные горелки низкого давления выполняются с огневыми насадками 5 разной формы. Инжекционные горелки обладают свойством саморегулирования, когда естественным образом обеспечивается постоянство соотношения содержаний газа, поступающего в горелку, и подсасываемого горелкой первичного воздуха. В этом случае если подача воздуха в горелку при помощи шайбы будет отрегулирована по цвету пламени или показанию газоанализатора на полное сгорание газа, т.е. если горелка работает спокойно без шума, то для изменения ее нагрузки достаточно увеличить или уменьшить только подачу газа, не меняя положения воздушной шайбы.

Изменяя режим работы горелки, необходимо следить за устойчивостью пламени, так как характер горения газа зависит не только от расхода подаваемого в горелку первичного воздуха, но и от доли вторичного воздуха, поступающего в топку, и от изменения тяги.

Инжекционная горелка ИГК среднего давления конструкции Ф. Ф. Казанцева (рис. 5.4) относится к горелкам с полным предварительным смешением и устойчиво работает при давлении газа 2...60 кПа (200...6000 мм вод. ст.).

Газ, поступающий в горелку через газовое сопло 4, инжектирует (вбрасывает) воздух и в смесителе 2, состоящем из конфузора, горловины и диффузора, осуществляется полное перемешивание газа с воздухом.

Размещенный в конце диффузора пластинчатый стабилизатор 1 обеспечивает устойчивую работу горелок без отрыва и проскока

пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор состоит из тонких стальных пластин, расположенных на расстоянии примерно 1,5 мм одна от другой. Пластины стабилизатора стянуты между собой стальными стержнями, которые на пути движения газовой смеси создают зону обратных токов горячих продуктов сгорания и обеспечивают тем самым непрерывное поджигание газовой смеси. Фронт пламени удерживается на определенном расстоянии от устья горелки.

Изменение расхода воздуха достигается с помощью регулятора 3. На внутренней поверхности регулятора подачи воздуха крепится (наклеивается) шумопоглощающий материал. В регуляторе выполнено смотровое окно — гляделка 5 — для наблюдения за целостностью стабилизатора.

Благодаря хорошему перемешиванию газа с воздухом инжекционные горелки работают с малосветящимся факелом и обеспечивают полное сгорание газа при малом коэффициенте расхода воздуха в горелке $\alpha \approx 1,05$. К преимуществам инжекционных горелок относятся:

- простота конструкции;
- устойчивая работа горелки при изменении нагрузок;
- надежность и простота обслуживания;
- отсутствие специального устройства для подачи воздуха (т.е. отсутствие вентилятора, электродвигателя для привода вентилятора, расхода электроэнергии, воздухопроводов к горелкам);

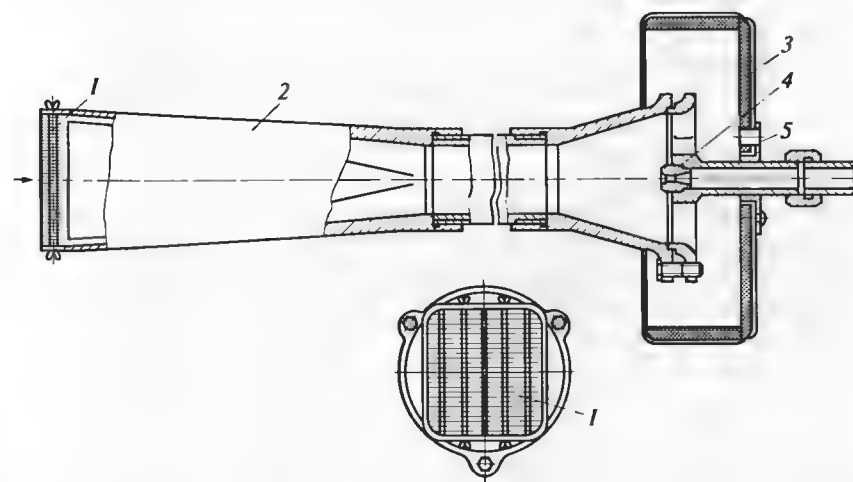


Рис. 5.4. Инжекционная горелка ИГК среднего давления конструкции Ф. Ф. Казанцева:

1 — пластинчатый стабилизатор горения; 2 — смеситель; 3 — регулятор подачи воздуха; 4 — газовое сопло; 5 — гляделка

- саморегулирование, т.е. поддержание постоянного соотношения расхода газ : воздух.

Недостатками инжекционных горелок являются:

- значительные габариты горелок по длине, особенно при увеличении производительности. Так, например, горелка ИГК-250-00 номинальной производительностью $135 \text{ м}^3/\text{ч}$ имеет длину около 2 м;
- высокий уровень шума у инжекционных горелок среднего давления при истечении газовой струи и инжектировании воздуха;
- зависимость поступления вторичного воздуха от разрежения в топке (для инжекционных горелок низкого давления), плохие условия смесеобразования в топке, приводящие к необходимости для обеспечения полного сгорания существенно увеличивать общий коэффициент расхода воздуха до $\alpha = 1,3 \dots 1,5$ и даже выше.

Горелки с принудительной подачей воздуха. У большинства горелок с принудительной подачей воздуха процесс образования газозвушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Воздух, необходимый для сгорания газа, подается с помощью вентилятора. Подача газа и воздуха осуществляется по отдельным трубам, поэтому такие горелки часто называют двухпроводными и смесительными. Работают они на газе низкого и среднего давления. Для лучшего перемешивания в них чаще всего предусмотрен выход газа через многочисленные отверстия, направленные под углом к потоку воздуха. При этом различают горелки с центральной подачей газа, если его поток направлен от центра к периферии, и горелки с периферийной подачей газа, если поток направлен от периферии к центру горелки.

Во многих конструкциях горелок для улучшения смешения воздухом придают вращательное движение, для чего используют завихрители с постоянным и регулируемым углом установки лопаток или организуют тангенциальный ввод воздуха в горелку цилиндрической формы.

Горелки работают на горячем воздухе с его подогревом за счет использования теплоты отходящих газов. На ряде горелок с принудительной подачей воздуха имеется возможность регулирования длины и светимости факела. На котлах малой и средней мощности устанавливают горелки типов ГА, ГГВ, Г-1,0 и др.

Горелка ГА приведена на рис. 5.5. Газ под низким или средним давлением подается в распределительную камеру 2, из которой он поступает в газовые трубки 3. На концы трубок накручены конические головки 6, в которых просверлены отверстия для выхода газа под углом к потоку воздуха. Конические головки имеют ребра, предназначенные для закручивания воздуха перед его смешиванием с газом.

Расположенная в центре горелки трубка предназначена для наблюдения за процессом горения. В случае сжигания мазута эту трубку используют для установки форсунки. Свободные пространства меж-

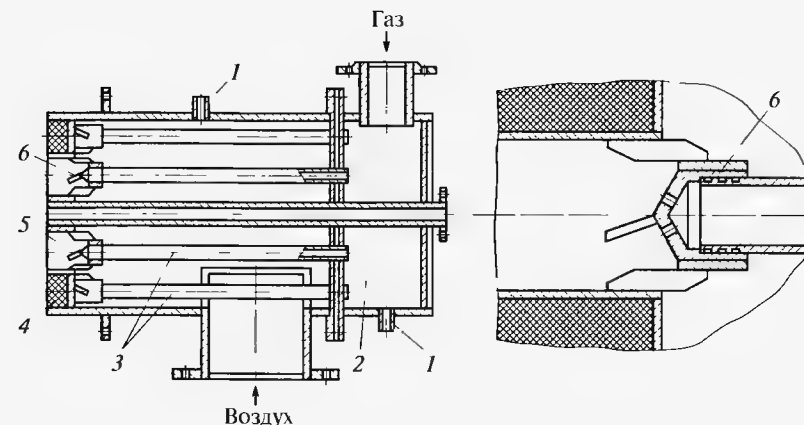


Рис. 5.5. Горелка ГА с принудительной подачей воздуха:

1 — штуцеры для измерения давления газа и воздуха; 2 — распределительная камера; 3 — газовые трубки; 4 — огнеупорная футеровка; 5 — смесительная камера; 6 — головка с направляющими ребрами для закручивания воздуха

ду головками трубок в устье горелки уплотняют футеровкой 4 из жароупорного бетона. Это предохраняет горелку от перегрева и обеспечивает поступление воздуха только к газораспределительным головкам.

Горелка газовая вихревая ГГВ приведена на рис. 5.6. Газ из газового коллектора 2 истекает через отверстия, просверленные в один ряд, и под углом 90° поступает в поток воздуха, закрученный с помощью лопаток завихрителя 4. Лопатки приварены под углом 45° к наружной поверхности газового коллектора. Внутри газового коллектора расположена труба для наблюдения за процессом горения при работе на газовом топливе. При работе на мазуте в нее устанавливают паромеханическую форсунку.

На рис. 5.7 показана горелка для природного газа производительностью до $750 \text{ м}^3/\text{ч}$. Газ поступает в центральный трубопровод 4 горелки и попадает в камеру смешения 1 через ряд мелких отверстий в конусной насадке 2, установленной на выходе из трубопровода подачи газа. Воздух по трубопроводу 5 поступает в камеру смешения по межтрубному пространству, приобретая вращательное движение в результате тангенциального подвода к горелке при одновременном воздействии направляющих лопаток 3.

Комбинированные горелки. В газомазутных ГМГ комбинированных горелках отдельно или совместно сжигается жидкое и газообразное топливо. Горелка ГМГ (рис. 5.8) состоит из трех вставленных одна в другую камер. Газ поступает в среднюю узкую камеру и выходит через один или два ряда отверстий 4, расположенных по окружности. В центре горелки размещена паромеханическая форсунка, включаемая при работе на мазуте.

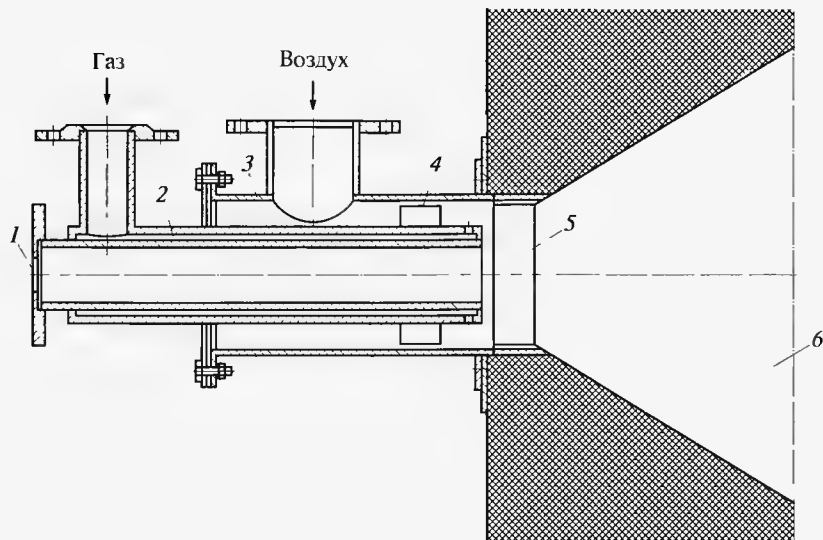


Рис. 5.6. Горелка газовая вихревая ГГВ:

1 — смотровое окно; 2 — газовый коллектор; 3 — корпус горелки; 4 — лопаточный завихритель; 5 — устье горелки; 6 — конический туннель

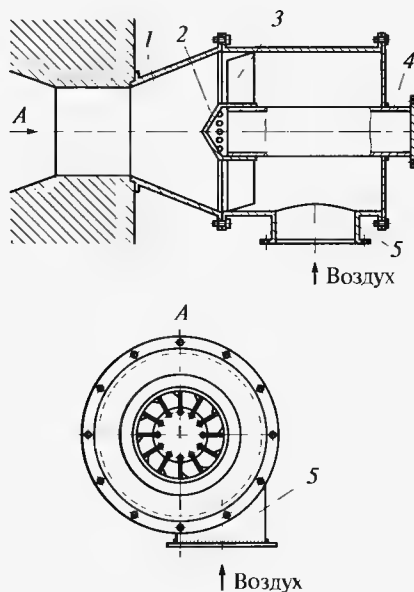


Рис. 5.7. Горелка для природного газа:

1 — камера смешения; 2 — конусная насадка; 3 — направляющие лопатки; 4 — трубопровод для подачи газа; 5 — трубопровод для подвода воздуха

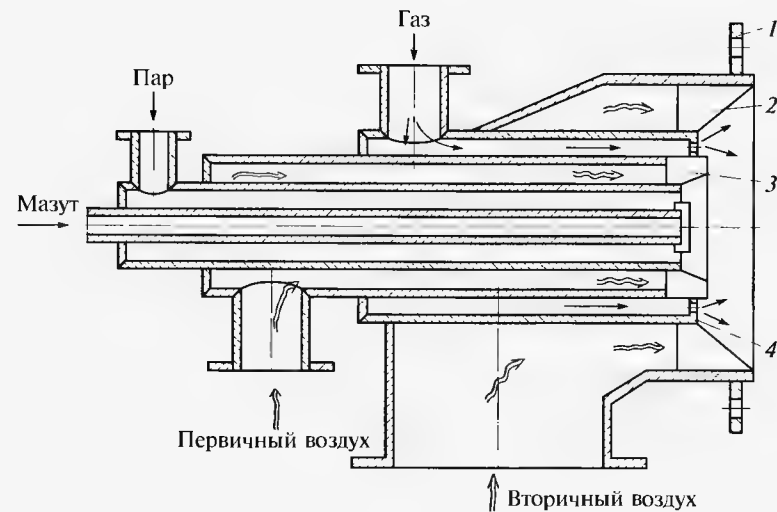


Рис. 5.8. Газомазутная горелка типа ГМГ:

1 — монтажная плита; 2, 3 — завихритель вторичного и первичного воздуха соответственно; 4 — газывыходное отверстие

Необходимый для горения воздух поступает в горелку двумя потоками. Небольшая его доля (примерно 15%) проходит через завихритель 3, состоящий из лопаток, установленных под углом непосредственно к корню факела. Этот воздух, называемый первичным, способствует улучшению перемешивания с газом особенно при малых тепловых нагрузках котла. Основной поток воздуха, называемый вторичным, также проходит через завихритель 2 и закрученным потоком поступает к месту горения.

В последнее время выпускаются модернизированные горелки ГМГМ, в которых несколько изменены паромеханическая форсунка, а также завихрители первичного и вторичного воздуха. В них газ выходит через отверстия, расположенные в один ряд по ходу воздуха и в два ряда под углом 90° к потоку воздуха, что дает хорошее перемешивание газа с воздухом. Горелки ГМГМ обеспечивают полное сгорание газа при $\alpha = 1,05$.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение процесса горения топлива.
2. Что такое температура самовоспламенения топлива?
3. Что понимают под концентрационными границами воспламенения газообразного топлива? От каких факторов они зависят?
4. Почему газозвушные смеси, находящиеся вне концентрационных границ воспламенения, не способны к распространению пламени?

5. Дайте определение взрыва газовой смеси.
6. Укажите причины проскока пламени в горелки и негативные последствия этого явления.
7. Каковы причины отрыва пламени от горелки и опасность, возникающая при этом?
8. Назовите основные методы предотвращения отрывов пламени от горелки и проскоков пламени в горелку.
9. По каким признакам классифицируются газовые горелки?
10. Перечислите основные принципы организации сжигания газа.
11. Каковы характеристики факела при диффузионном, кинетическом и диффузионно-кинетическом принципах сжигания газа?
12. Назовите основные различия горелок с неполным предварительным и частичным предварительным смешением газа с воздухом.
13. Каковы устройство и принцип работы диффузионной газовой горелки?
14. Каковы устройство и принцип работы инжекционной горелки низкого давления?
15. Опишите устройство и принцип работы инжекционной горелки среднего давления.
16. Что понимается под свойством саморегулирования инжекционных горелок?
17. Укажите преимущества и недостатки инжекционных горелок.
18. Каковы устройство и принцип работы горелок с принудительной подачей воздуха типов ГА и ГВ?
19. Каковы устройство и принцип работы комбинированной газомазутной горелки ГМГ?

Глава 6

ГАЗОВЫЕ СЕТИ

6.1. Газоснабжение предприятий

Газопроводы, прокладываемые в городах, поселках и сельских населенных пунктах, классифицируются следующим образом:

по виду транспортируемого газа — природного, попутного, сжиженного углеводородного, искусственного, смешанного;

по избыточному давлению — высокого давления I категории (от 0,6 до 1,2 МПа), высокого давления II категории (свыше 0,3 до 0,6 МПа), среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа), низкого давления (до 0,005 МПа);

по местоположению относительно отметки земли — подземные (подводные), надземные (надводные), наземные;

по расположению в системе планировки городов и населенных пунктов — наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений);

по назначению в системе газоснабжения — городские магистральные, распределительные, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и т.д.) и продувочные;

по материалу труб — металлические (стальные), неметаллические (пластмассовые, резинотканевые и т.д.).

Городскими магистральными считают газопроводы, идущие от газорегуляторной станции (ГРС) до головных газорегуляторных пунктов (ГРП).

Распределительными являются газопроводы, идущие от источника газоснабжения до газопроводов потребителей газа. Они могут быть уличными, внутриквартальными, дворовыми, межцеховыми и т.д.

Вводной газопровод — это участок газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе в здание при его установке снаружи до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

Внутренним газопроводом является газопровод, прокладываемый внутри здания от вводного газопровода до места подключения теплового агрегата.

Газораспределительная сеть города может иметь газопроводы различного давления. В зависимости от этого могут быть следующие схемы:

- одноступенчатая, при которой распределение газа и подача его потребителям осуществляется по газопроводам одного давления (низкого или среднего);

- двухступенчатая, при которой подача газа осуществляется по газопроводам высокого и среднего давления, а распределение по потребителям — по потребителям низкого и среднего давления;

- трехступенчатая и многоступенчатая, в которой используются газопроводы низкого, среднего и высокого давлений.

Связь между газопроводами разных давлений, входящих в систему газоснабжения, должна осуществляться только через газорегуляторные пункты, газорегуляторные установки (ГРУ).

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на кольцевые, тупиковые и смешанные. Первые состоят из колец одного давления, соединенных между собой, что обеспечивает равномерность распределения давления в сети и возможность при аварии отключить поврежденный участок с возможно меньшим нарушением газоснабжения объектов. Тупиковая схема этого не позволяет, но она наиболее проста и дешева. Смешанные системы, совмещающие в себе элементы кольцевой и тупиковой, применяются наиболее часто.

Для строительства систем газоснабжения чаще всего применяют стальные трубы, изготовленные из хорошо сваривающихся сталей. При соединении труб сваркой прочность сварного соединения должна быть равна прочности основного металла труб.

Пластмассовые трубы целесообразно использовать в городских распределительных газопроводах, а также для подземных межпоселковых газопроводов давлением до 0,6 МПа и прокладываемых на территории сельских поселений подземных газопроводов давлением до 0,3 МПа. Полиэтиленовые трубы соединяются методом контактного плавления. Пластмассовые трубы имеют небольшую массу, не подвергаются коррозии, имеют низкие потери на трение, хорошо поддаются механической обработке и удобны при монтаже.

В городах и населенных пунктах газопроводы независимо от их назначения и давления, как правило, прокладываются в земле. Глубина прокладки составляет не менее 0,8 м от верха газопровода. В местах, где отсутствует движение транспорта, глубина залегания может быть уменьшена до 0,6 м.

Подземные стальные газопроводы подвержены поверхностному разрушению от коррозии. Развитию коррозии способствуют электрохимические явления, возникающие между металлом труб и окружающей их почвой или под действием блуждающих в земле электрических токов.

Почвенная коррозия зависит от наличия в грунте влаги, солей кислот, щелочей и других соединений, способствующих развитию процесса электрохимического разрушения металла. Коррозия газо-

проводов, вызываемая блуждающими токами, возможна при утечке постоянного электрического тока от проходящей вблизи газопровода линии электрифицированного транспорта (трамвая, электропоезда). В этом случае электрические токи, распространяясь в грунте, избирают металл газопровода своим проводником, при этом место входа тока в стенку газопровода, называемое катодной зоной, не страдает, а место выхода его обратно в грунт, называемое анодной зоной, электрохимически разрушается, приводит к потере металла и утончению стенки газопровода.

Меры защиты газопроводов от влияния почвы и блуждающих токов подразделяются на пассивные и активные. К пассивным мерам защиты относится покрытие поверхности газопровода противокоррозионной изоляцией, в их числе битумные, битумно-резиновые покрытия, применение стеклоткани, пластмассовых лент и т.д.).

Активная электрическая защита газопроводов от воздействия блуждающих токов подразделяется на катодную (нейтрализация блуждающих токов подачей внешнего тока), протекторную (нейтрализация блуждающих токов путем направления их на протектор — металл, разрушаемый вместо газопровода) и дренажную (отвод блуждающих токов).

Надземные межцеховые газопроводы на территориях предприятий прокладываются на специальных опорах (колоннах, эстакадах, отдельных мачтах), а также с помощью кронштейнов по стенам зданий, построенных из негорючих материалов. Наименьшая высота прокладки надземных газопроводов в непроезжей части в местах прохода людей — 2,2 м, считая от нижней части трубы.

6.2. Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки

Назначение и принципиальная схема ГРП и ГРУ. Газорегуляторные пункты¹ (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ) предназначены для снижения входного давления газа до заданного выходного (рабочего) и поддержания его постоянным независимо от изменения входного давления и потребления газа. Колебания давления газа на выходе из ГРП (ГРУ) допускаются в пределах 10 % рабочего давления. Кроме того, в ГРП (ГРУ) осуществляются: очистка газа от механических примесей, контроль входного и выходного давления и температуры газа, предохранение от повышения или понижения давления газа за ГРП (ГРУ), учет расхода газа.

¹ ГРП и ГРУ различаются по месту их размещения и характеру газоснабжения потребителей газа. ГРУ обычно располагается в помещении котельной и обеспечивает газом потребителей, находящихся только в ней.

В зависимости от давления газа на вводе различают ГРП (ГРУ) среднего (свыше 0,005 до 0,3 МПа) и высокого (свыше 0,3 до 1,2 МПа) давления. ГРП размещаются следующим образом:

- в отдельно стоящих зданиях;
- встроенными в одноэтажные производственные здания или котельные;
- в шкафах на наружных несгораемых стенах;
- на отдельно стоящих опорах.

ГРУ размещаются в газифицированных зданиях непосредственно в помещениях котельных или цехов, где находятся газоиспользующие агрегаты, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и имеющих не менее чем трехкратный воздухообмен в час. Подача газа от ГРУ к потребителям в других отдельно стоящих зданиях не допускается.

Поскольку принципиальные технологические схемы ГРП и ГРУ аналогичны, можно ограничиться рассмотрением, например, только ГРП. На схеме ГРП, приведенной на рис. 6.1, можно выделить три линии: основную, обводную (байпасную) и рабочую. На основной линии газовое оборудование располагается в следующей последовательности: запорное устройство на входе (задвижка 8) для отключения основной линии; продувочный газопровод 5; фильтр 9 для очистки газа от разных механических примесей; предохра-

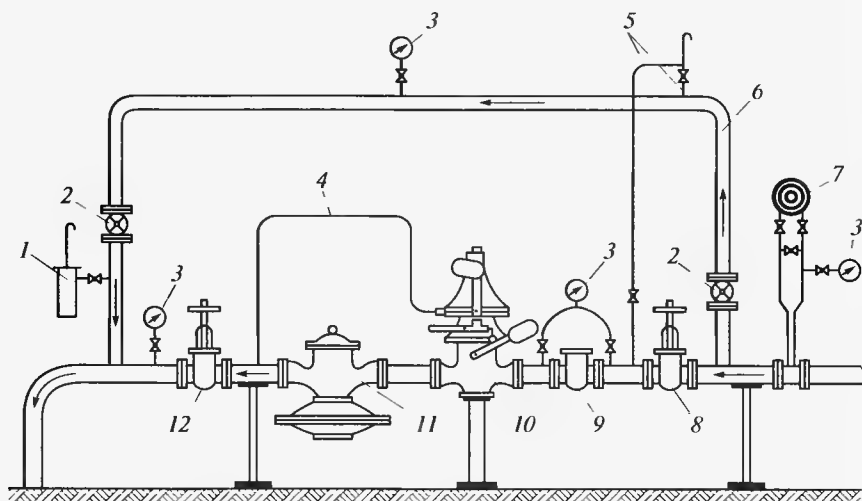


Рис. 6.1. Принципиальная схема газорегуляторного пункта:

1 — предохранительно-сбросный клапан (сбросное устройство); 2 — задвижка на байпасной линии; 3 — манометры; 4 — импульсная линия ПЗК; 5 — продувочный газопровод; 6 — байпасная линия; 7 — расходомер; 8 — задвижка на входе; 9 — фильтр; 10 — предохранительно-запорный клапан (ПЗК); 11 — регулятор давления; 12 — задвижка на выходе

тельно-запорный клапан 10, автоматически отключающий подачу газа при повышении или понижении давления газа в рабочей линии за установленные пределы; регулятор 11 давления газа, который снижает давление газа и автоматически поддерживает его на заданном уровне независимо от расхода газа потребителями; запорное устройство на выходе 12.

Байпасную линию составляют продувочный газопровод 5, два запорных устройства (задвижки 2), которые используются для ручного регулирования давления газа в рабочей линии во время выполнения ремонтных работ на отключенной основной линии.

На рабочей линии (линия рабочего давления) устанавливается предохранительно-сбросной клапан 1 (ПСК), который служит для сброса газа через сбросную свечу в атмосферу при повышении давления газа в рабочей линии выше установленного предела.

В ГРП установлены следующие контрольно-измерительные приборы: термометры для измерения температуры газа и в помещении ГРП; расходомер 7 газа (газовый счетчик, дроссельный расходомер); манометры 3 для измерения входного давления газа и давления в рабочей линии, давления на входе и выходе из газового фильтра.

Газовые фильтры. Фильтры предназначены для очистки газа от механических примесей: пыли, ржавчины и различных включений, содержащихся в газе. Очистка газа необходима для уменьшения износа запорной и регуливающей арматуры, предотвращения засорения импульсных трубок, дроссельных отверстий, защиты мембран от преждевременного старения и потери эластичности и т.д.

В зависимости от расходов газа, его давления, типа регуляторов применяются различные конструкции фильтров.

В ГРП, размещаемых в шкафах, и в ГРП с диаметром трубопроводов до 50 мм устанавливаются угловые сетчатые фильтры (рис. 6.2, а). Фильтр состоит из корпуса 1, фильтрующего элемента — обоймы 2, обтянутой мелкой металлической сеткой. Газ по входному патрубку поступает в фильтрующий элемент, очищается там от пыли и по выходному патрубку выходит из фильтра. Частицы пыли осаждаются на внутренней поверхности металлической сетки. Для ревизии фильтра и его замены предусмотрена пробка 3, отвернув которую можно извлечь из корпуса фильтрующий элемент.

В ГРП с условным диаметром трубопроводов 50 мм и более широко применяются чугунные волосяные фильтры (рис. 6.2, б). Фильтр состоит из корпуса 1, крышки 5 и кассеты 4. Очистка газа от пыли происходит в кассете из проволочных сеток, между которыми находится конский волос или капроновая нить. Фильтрующий материал пропитывают висциновым маслом. На выходной стороне кассеты устанавливают перфорированный лист, предохраняющий заднюю (по ходу газа) сетку от разрыва и уноса фильтрующего материала.

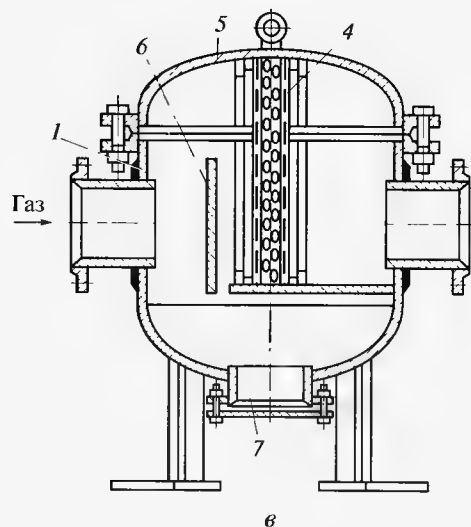
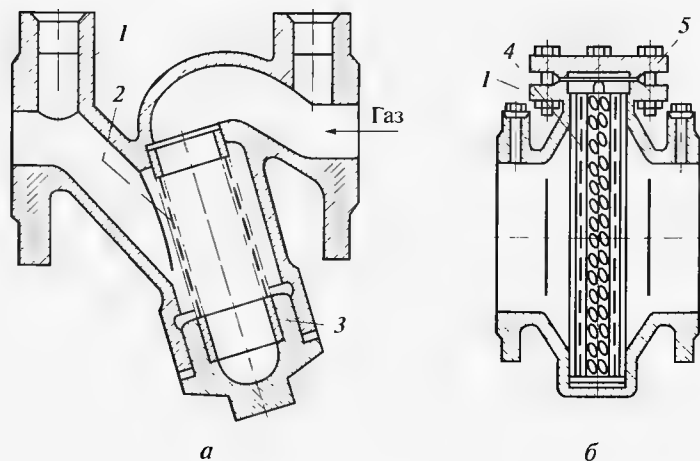


Рис. 6.2. Газовые фильтры:

а — угловой сетчатый; *б* — войлочный; *в* — сварной; 1 — корпус; 2 — обложка; 3 — пробка; 4 — кассета; 5 — крышка; 6 — отбойный лист; 7 — люк для чистки

Фильтры сварные (рис. 6.2, *в*) предназначены для ГРП с расходом газа от 7 до 100 тыс. м³/ч. Фильтр имеет сварной корпус 1 с присоединительными патрубками для входа и выхода газа, крышку 5, люк 7 для чистки и кассету 4, заполненную капроновой нитью. Со стороны входа газа внутри корпуса приварен отбойный лист 6.

Крупные частицы, попадая в фильтр, ударяются об отбойный лист, теряют скорость и падают на дно. Мелкие частицы улавливаются в кассете с фильтрующим материалом, пропитанным висциновым маслом.

В процессе работы аэродинамическое сопротивление фильтров возрастает. Оно определяется как разность давлений газа на входе и выходе из фильтра. Перепад давления газа на кассете не должен превышать величину, установленную заводом-изготовителем. Разборку и очистку кассеты проводят во время технического обслуживания вне помещения ГРП в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов не менее чем на 5 м.

Предохранительно-запорные клапаны. Наиболее распространенными предохранительно-запорными клапанами являются клапаны низкого (ПКН) и высокого (ПКВ) давления, выпускаемые с условным проходом 50, 80, 100 и 200 мм. Они устанавливаются перед регулятором давления. Конструкции клапанов ПКН и ПКВ практически одинаковы. Предохранительно-запорный клапан ПКН и ПКВ (рис. 6.3) состоит из чугунного литого корпуса 4 вентильного типа, мембранной камеры, настроечной головки и системы рычагов. Внутри корпуса имеется клапан 5. Шток клапана входит в соединение с рычагом 3, один конец которого крепится шарнир-

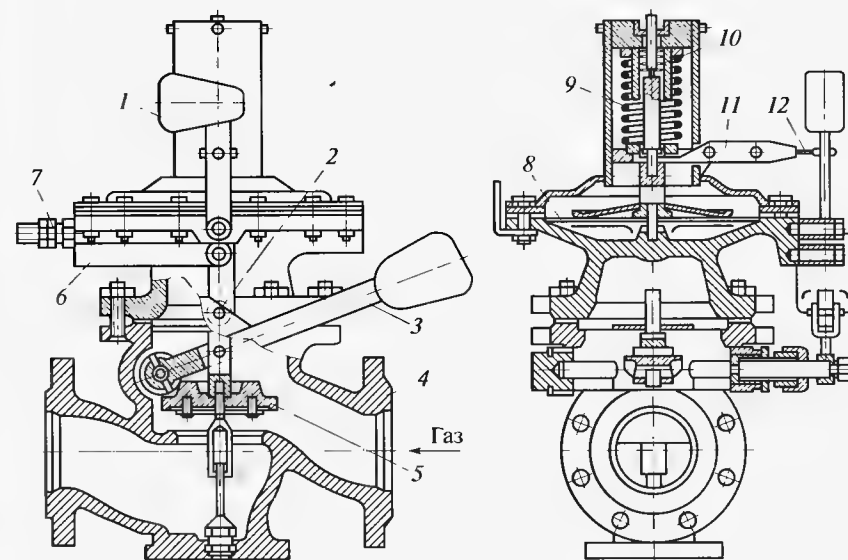


Рис. 6.3. Предохранительно-запорный клапан низкого (ПКН) и высокого (ПКВ) давления:

1 — ударный молоточек; 2 — штифт рычага; 3 — рычаг с грузом; 4 — корпус; 5 — клапан; 6 — рычаг анкерный; 7 — штуцер; 8 — мембрана; 9 — большая настроечная пружина; 10 — малая настроечная пружина; 11 — коромысло; 12 — штифт

но внутри корпуса, а другой с грузом выведен наружу. Для открытия клапана 3 с помощью рычага 3 необходимо, чтобы сначала немного был поднят шток и чтобы шток удерживался в таком положении. При этом открывается отверстие в клапане и перепад давления до и после него уменьшается. Рычаг 3 с грузом вводится в зацепление с одним из концов анкерного рычага 6, который укреплен на корпусе шарнирно. Ударный молоточек 1 также крепится шарнирно и расположен над другим свободным плечом анкерного рычага.

Над корпусом под настроечной головкой расположена мембранная камера, в которую через штуцер 7 под мембрану 8 поступает импульс давления газа из рабочей линии. На мембране сверху расположен шток с гнездом, в которое одним плечом входит коромысло 11. Другое плечо коромысла входит в зацепление со штифтом 12 ударного молоточка.

Если в рабочем газопроводе давление превышает верхний предел или оно ниже нижнего заданного предела, то мембрана перемещает шток, выводя из зацепления штифт ударного молоточка с коромыслом. Молоточек при этом падает, ударяет по плечу анкерного рычага и выводит другое его плечо из зацепления с рычагом с грузом. Под действием груза клапан опускается и подача газа прекращается. Для настройки предохранительно-запорного клапана на верхний предел срабатывания используется большая настроечная пружина 9, а на нижний предел срабатывания — малая настроечная пружина 10.

Предохранительно-запорный клапан КПЗ (рис. 6.4) состоит из литого корпуса 4, клапана 3, закрепленного на оси 1. На оси 1 уста-

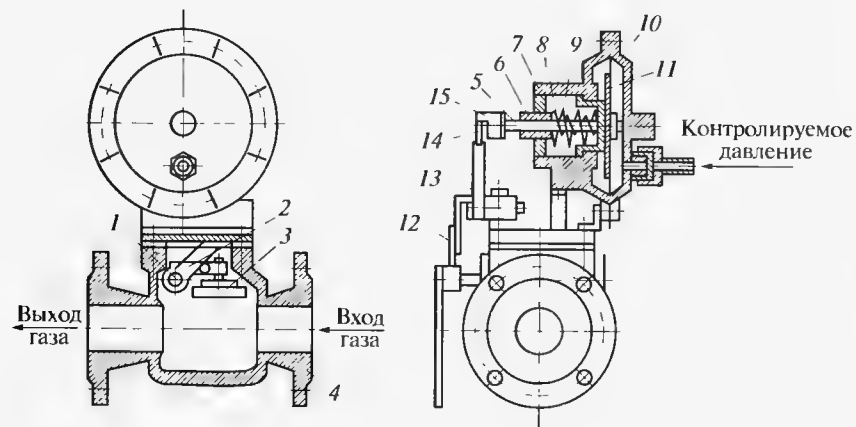


Рис. 6.4. Предохранительно-запорный клапан КПЗ:

1 — ось; 2, 8, 9 — пружины; 3 — клапан; 4 — корпус; 5 — шток; 6, 7 — втулки; 10 — механизм контроля; 11 — мембрана; 12, 13 — рычаги; 14 — упор; 15 — наконечник

новлены пружины 2, один конец которых упирается в корпус 4, а другой — в клапан 3. На конце оси 1, выходящем наружу, закреплен рычаг 12, который через промежуточный рычаг 13 с упором 14 удерживается в вертикальном положении наконечником 15 механизма контроля 10. Механизм контроля включает в себя мембрану 11, шток 5 и закрепленный на штоке наконечник 15. Мембрана уравнивается контролируемым давлением и пружинами 8 и 9, усилия которых регулируются резьбовыми втулками 6 и 7.

При повышении или понижении давления газа в подмембранной области относительно пределов настройки наконечник 15 перемещается влево или вправо и упор 14, установленный на рычаге 13, выходит из зацепления с наконечником 15, освобождает связанные между собой рычаги 12 и 13 и дает возможность оси 1 повернуться под действием пружин 2. При этом клапан 3 закрывает проход газа.

Верхний предел срабатывания предохранительно-запорных клапанов не должен превышать номинальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25 %. Нижний предел определяется минимально допустимым давлением, указанным в паспорте горелки, или давлением, при котором по данным наладочных испытаний могут погаснуть горелки, произойти проскок пламени.

Регуляторы давления. В ГРП применяют, как правило, регуляторы давления непрямого действия, в которых регулирование давления газа происходит путем изменения его расхода, а управление осуществляется за счет энергии самого газа. Наибольшее распространение получили регуляторы непрерывного действия с усилителями (пилотами), например, типа РДУК-2.

Регулятор давления универсальный Ф.Ф. Казанцева РДУК-2 состоит из собственно регулятора и регулятора управления — пилота (рис. 6.5).

Газ городского (входного) давления через фильтр 8 по импульсной трубке А поступает в надклапанное пространство пилота. Силой своего давления газ прижимает клапаны (плунжеры) 2 и 9 (регулятора и пилота) к седлам 7 и 10. При этом газ не поступает в рабочий газопровод и давление в нем отсутствует. Для пуска регулятора давления в работу необходимо медленно вкручивать стакан 4 в тело пилота. Пружина 5, сжимаясь, воздействует на мембрану и преодолевает силу давления газа в надклапанном пространстве пилота и усилие пружины 1. Клапан пилота открывается, и газ из надклапанного пространства пилота поступает в подклапанное и далее по соединительной трубке Б через дроссель 12 под мембрану 11 регулятора. Часть газа через дроссель 13 сбрасывается в рабочий газопровод, однако давление под мембраной регулятора всегда несколько больше давления в рабочем газопроводе. Под воздействием перепада давления под и над мембраной 11 регулятора последняя приподнимается, приоткрывая клапан 9 регулятора, и

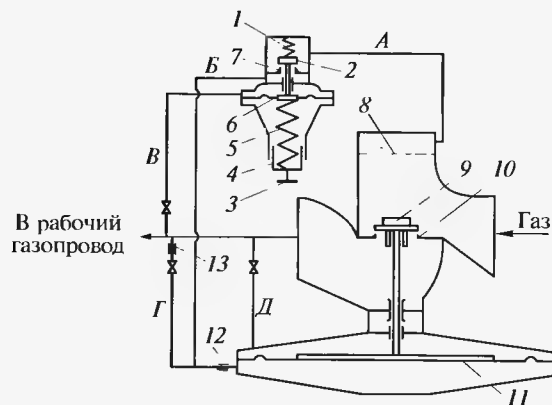


Рис. 6.5. Схема регулятора давления универсального Ф. Ф. Казанцева РДУК-2:

1, 5 — пружины; 2 — клапан пилота; 3 — ручка; 4 — стакан; 6 — мембрана пилота; 7, 10 — седла; 8 — фильтр; 9 — клапан регулятора; 11 — мембрана регулятора; 12, 13 — дроссели; А, Б, В, Г, Д — трубки

газ будет поступать к потребителю. Стакан пилота вкручивают до тех пор, пока давление в выходном газопроводе не станет равным заданному рабочему.

При изменении расхода газа у потребителя в рабочем газопроводе изменяется давление. Благодаря импульсной трубке В изменяется и давление над мембраной 6 пилота, которая, опускаясь и сжимая пружину 5 или приподнимаясь под воздействием пружины, соответственно прикрывает или приоткрывает клапан пилота 2.

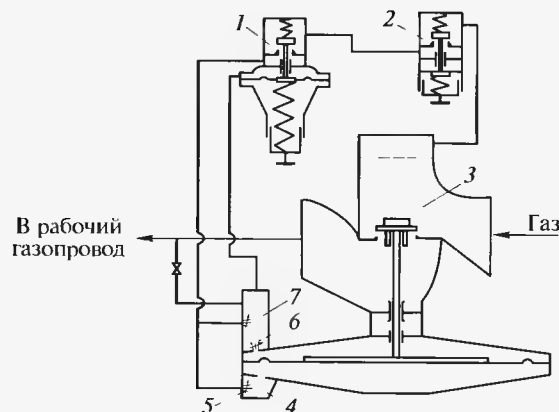


Рис. 6.6. Схема регулятора давления блочного Ф. Ф. Казанцева РДБК-1:

1 — пилот; 2 — стабилизатор; 3 — регулятор давления; 4 — импульсная колонка; 5, 6, 7 — регулируемые дроссели

При этом уменьшается или увеличивается подача газа через трубку В под мембрану регулятора давления. Например, при уменьшении расхода газа потребителем давление в рабочей линии повышается, клапан 2 пилота прикрывается и клапан 9 регулятора тоже прикрывается, восстанавливая давление в рабочем газопроводе до заданного. При увеличении расхода и снижении давления клапаны пилота и регулятора приоткрываются, давление в рабочем газопроводе поднимается до заданного.

Регулятор давления блочный Ф. Ф. Казанцева РДБК-1 (рис. 6.6) состоит из трех узлов: регулятора 3, стабилизатора 2 и пилота 1. Клапан регулирующий РДБК-1 по конструкции аналогичен клапану РДУК и отличается наличием импульсной колонки 4 с тремя регулируемыми дросселями.

Газ входного давления поступает к стабилизатору, а от него к регулятору управления (пилоту). Стабилизатор создает при работе постоянный перепад давлений на регуляторе управления (пилоте), что делает работу регулятора мало зависимой от колебаний входного давления. Регулируемые дроссели 5, 6, 7 служат для настройки на спокойную работу регулятора.

Предохранительно-сбросный клапан. На рис. 6.7 показан предохранительно-сбросный клапан ПСК-50, который состоит из корпуса 1, мембраны 2 с тарелкой, на которой укреплен плунжер (клапан) 4, настроечной пружины 5 и регулировочного винта 6. С рабочим газопроводом клапан сообщается через боковой патрубок. При повышении давления газа выше определенного настроечная пружина 5 сжимается, мембрана 2 вместе с плунжером 4 опускается, открывая выход газу через сбросной трубопровод в атмосферу. При уменьшении давления плунжер под действием пружины перекрывает седло, сброс газа прекращается.

Предохранительно-сбросный клапан (ПСК) устанавливается за регулятором давления; при наличии расходомера — за ним. Перед ПСК устанавливается отключающее устройство, открытое при нормальной работе и используемое при выполнении ремонта ПСК.

Контрольно-измерительные приборы в ГРП (ГРУ). Для измерения входного и выходного давления и температуры газов в ГРП (ГРУ) устанавливают показывающие и регистрирующие контрольно-измерительные приборы (КИП). Если учет расхода газа не проводится, допускается отсутствие регистрирующего прибора для измерения температуры газа.

КИП с электрическим выходным сигналом и электрооборудование в помещении ГРП предусматриваются во взрывозащищенном исполнении.

КИП с электрическим выходным сигналом в нормальном исполнении размещают снаружи в закрывающемся шкафу или в обособленном помещении, пристроенном к противопожарной газонепроницаемой стене ГРП.

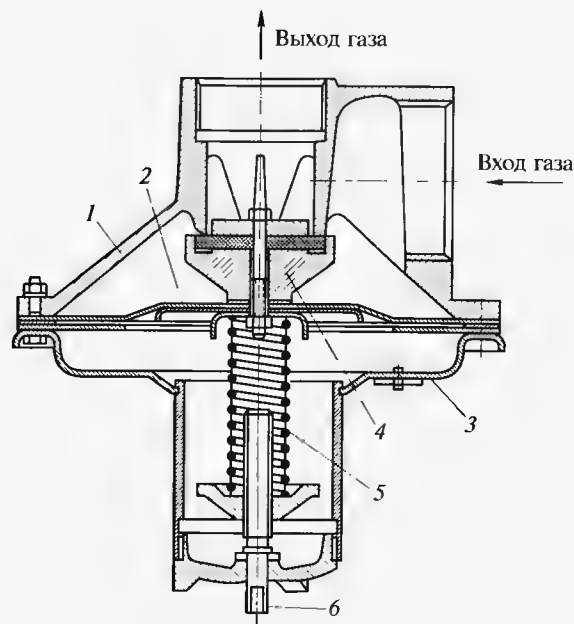


Рис. 6.7. Предохранительно-сбросный клапан ПСК-50:

1 — корпус; 2 — мембрана с тарелкой; 3 — крышка; 4 — плунжер; 5 — пружина; 6 — регулировочный винт

Требования к помещениям ГРП. Газорегуляторные пункты ГРП располагаются в соответствии со строительными нормами и правилами (СНиП). Их запрещено встраивать или пристраивать к общественным, административным и бытовым зданиям непроизводственного характера, а также размещать в подвальных и цокольных помещениях зданий. Используемые для размещения ГРП отдельно стоящие здания должны быть одноэтажными I и II степеней огнестойкости с совмещенной кровлей. Материал полов, устройство окон и дверей помещений ГРП должны исключать возможность образования искр.

В помещениях ГРП предусматривается естественное и искусственное освещение и естественная постоянно действующая вентиляция, обеспечивающая не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч. Температура воздуха в ГРП должна соответствовать требованиям, указанным в паспортах оборудования и КИП. Ширина основного прохода в ГРП должна быть не менее 0,8 м. В помещениях ГРП допускается установка телефонного аппарата во взрывозащищенном исполнении. Дверь в ГРП должна открываться наружу. Снаружи здания ГРП должна быть предупредительная надпись «Огнеопасно — газ».

6.3. Эксплуатация газорегуляторных пунктов (газорегуляторных установок)

Осмотр технического состояния, техническое обслуживание, текущий ремонт. При эксплуатации ГРП и ГРУ необходимо выполнение следующих работ:

- осмотр технического состояния (обход) в сроки, установленные производственной инструкцией;
- проверка параметров срабатывания предохранительно-запорных (ПЗК) и предохранительно-сбросных (ПСК) не реже одного раза в 3 мес, а также по окончании ремонта оборудования;
- техническое обслуживание не реже одного раза в 6 мес;
- текущий ремонт не реже одного раза в 12 мес;
- капитальный ремонт — при замене оборудования, средств измерений, ремонте здания, систем отопления, вентиляции, освещения — на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам осмотров и текущих ремонтов.

Работы, выполняемые при осмотре технического состояния (обходе):

- проверка по приборам давления газа до и после регулятора, перепада давления на фильтре, температуры воздуха в помещении, отсутствия утечек газа;
- контроль за правильностью положения молоточка и надежности сцепления рычагов ПЗК;
- смена картограмм регистрирующих приборов, прочистка и заправка перьев, завод часового механизма. Установка пера на «нуль» не реже одного раза в 15 сут;
- проверка состояния и работы электроосвещения, вентиляции, системы отопления, выявление трещин и неплотностей в стенах, отделяющих основные и вспомогательные помещения; осмотр здания, очистка помещения и оборудования ГРП от загрязнения.

Работы при техническом обслуживании:

- проверка работоспособности и герметичности запорной арматуры и предохранительных клапанов;
- проверка плотности соединений и арматуры, утечек газа, осмотр и очистка фильтра;
- определение плотности и чувствительности мембран регулятора давления и регулятора управления пилота;
- продувка импульсных трубок к контрольно-измерительным приборам, ПЗК и регулятору давления;
- проверка параметров настройки предохранительно-запорного и сбросного клапанов.

Работы при текущем ремонте:

- разборка регуляторов давления, предохранительных клапанов с их очисткой от коррозии и загрязнения, проверка плотности прилегания к седлам клапанов, состояния мембран, смазка тру-

щихся частей, ремонт или замена изношенных деталей, проверка крепления узлов, не подлежащих разборке:

- разборка и ремонт негерметичной запорной арматуры;
- ремонт строительных конструкций;
- ремонт системы отопления ГРП — один раз в год перед отопительным сезоном.

Пуск в работу ГРП (ГРУ). При вводе ГРП (ГРУ) в эксплуатацию после ремонта и расконсервирования пуск газа выполняется бригадой, в которой не менее двух рабочих, под руководством специалиста. Подготовка и пуск, изменение режима выполняются в соответствии с инструкцией.

Перед пуском в работу ГРП необходимо проверить отсутствие загазованности, исправность оборудования и соответствие помещения предъявляемым требованиям (см. подразд. «Требования к помещениям ГРП»). Все запорные устройства, кроме кранов на продувочных газопроводах и перед ПСК, должны быть закрыты, ПЗК закрыт, пилот регулятора разгружен.

Для пуска газа по основной линии необходимо:

- открыть отключающее устройство на входе в котельную (при подаче газа от ГРП) и на выходе из основной линии;
- открыть краны на импульсных линиях регулятора давления;
- открыть ПЗК на проход газа;
- обеспечить работу манометра, открыть кран на импульсной линии к манометру перед фильтром;
- медленно открыть входное запорное устройство на входе газа в основную линию;
- продуть газопровод и закрыть кран на продувочную свечу;
- медленно вворачивая стакан пилота, установить необходимое рабочее давление;
- после пуска первого котельного агрегата открыть кран на импульсной линии ПЗК и взвести ударный молоточек.

Переход на работу с линии регулирования на байпас¹. Порядок перехода на байпас должен быть изложен в производственной инструкции и может осуществляться в следующей последовательности:

- предупредить персонал котельной о переходе на байпас;
- осторожно вывести из зацепления ударный молоточек ПЗК, уложить его на плечо анкерного рычага, закрыть импульсную линию;
- с помощью пилота РДУК снизить давление в выходном газопроводе примерно на 10 %;
- открыть запорное устройство на входе в байпас;
- после продувки закрыть кран на свечу байпасной линии;

¹ Байпас (от англ. *bypass* — обход) — обвод, параллельный прямому участку трубопровода. При необходимости служит для управления процессом.

• медленно следя за показаниями манометра на рабочей линии, открывать второе по ходу газа запорное устройство на байпасе и восстанавливать заданное давление в рабочей линии;

• контролируя давление газа в выходном газопроводе, полностью разгрузить пилот РДУК, закрыть запорные устройства на импульсных линиях регулятора давления;

- закрыть запорные устройства на основной линии;
- закрыть ПЗК;
- открыть продувочную свечу на основной линии.

После перехода с основной линии на байпас регулирование давления газа выполняется вручную с помощью запорно-регулирующего устройства на выходе из байпасной линии.

Переход на работу с байпаса на линию регулирования. Данный переход проводится в соответствии с производственной инструкцией.

Возможен следующий порядок перехода:

- предупредить персонал котельной;
- открыть запорные устройства на выходе линии регулирования и на импульсных линиях регулятора;
- запорно-регулирующим устройством на выходе из байпаса снизить давление газа примерно на 10 %;
- открыть ПЗК на проход и запорное устройство на входе в линию регулирования;
- закрыть после продувки свечу на основной линии;
- медленно вворачивая стакан пилота, восстановить давление газа в рабочем газопроводе;
- медленно закрывая запорно-регулирующее устройство на выходе из байпасной линии и поддерживая с помощью пилота постоянным выходное давление, перейти на подачу газа через основную линию;
- открыть кран на импульсной линии ПЗК и поставить ударный молоточек в рабочее положение;
- закрыть отключающее устройство на входе в байпас и открыть кран на продувочную свечу байпасной линии.

Отключение ГРП (ГРУ). При необходимости останова котельной, например, на ремонт, в аварийных ситуациях требуется выполнить ряд работ. До отключения ГРП (ГРУ) остановить все работающие котлы, перед отключением последней горелки открыть кран на продувочном трубопроводе газового коллектора. Отключение ГРП (ГРУ) проводится в соответствии с производственной инструкцией, согласно которой работы выполняются в следующем порядке:

- вывести из зацепления молоточек ПЗК, уложить на плечо анкерного рычага, закрыть кран на импульсной линии к ПЗК;
- закрыть первое по ходу газа отключающее устройство;
- закрыть ПЗК;

- закрыть второе по ходу газа отключающее устройство;
- открыть кран на продувочную свечу.

При кратковременном отключении пилот регулятора можно не разгружать и импульсные линии не закрывать. При выключении на длительное время после запорного устройства на вводе устанавливают заглушку, а саму задвижку пломбируют в закрытом положении. Пилот разгружают, импульсные линии закрывают.

6.4. Внутренние газопроводы

Внутренние газопроводы выполняются из стальных труб. Трубы соединяют с помощью сварки, разъемные соединения (фланцевые, резьбовые) допускаются для установки арматуры, приборов, КИП и др.

Газопроводы прокладываются, как правило, открыто. Скрытая проводка допускается в бороздах стен с легко снимаемыми щитами с отверстиями для вентиляции.

Газопроводы не должны пересекать вентиляционные решетки, оконные и дверные проемы. В местах прохода людей газопроводы прокладываются на высоте не менее 2,2 м. Крепятся трубы при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев и подвесок.

Запрещается использовать газопроводы в качестве опорных конструкций, заземления. Газопроводы окрашиваются водостойкими лакокрасочными материалами желтого цвета.

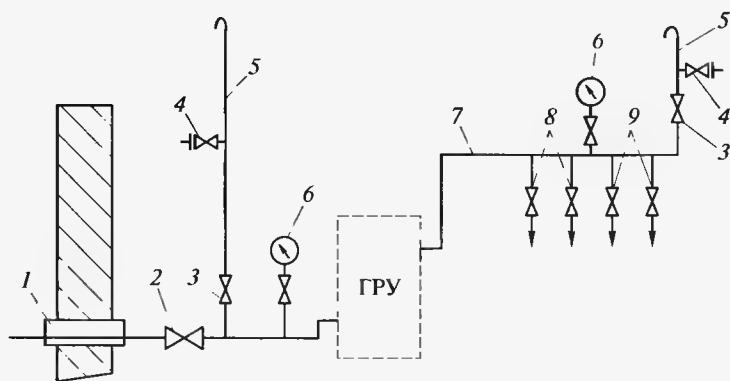
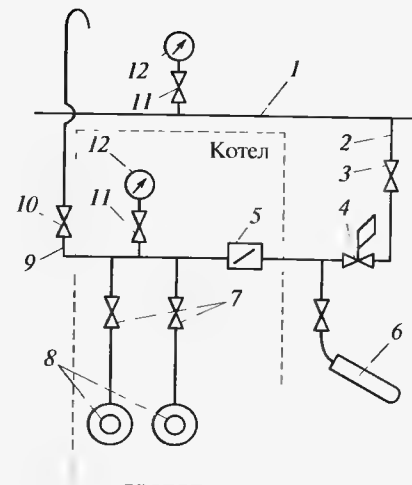


Рис. 6.8. Схема внутренних газопроводов котельной и расположение отключающих устройств:

1 — футляр; 2 — общее отключающее устройство; 3 — кран на продувочном газопроводе; 4 — штуцер с краном для взятия пробы; 5 — продувочный газопровод; 6 — манометр; 7 — распределительный коллектор; 8 — ответвления к котлу (опуску); 9 — отключающие устройства на опусках

Рис. 6.9. Схема расположения запорных устройств газового оборудования котла с двумя горелками:

1 — газовый коллектор; 2 — ответвление к котлу (опуск); 3 — отключающее устройство на опуске; 4 — ПЗК на котле; 5 — регулирующая газовая заслонка; 6 — газовый запальник; 7 — ЗУ перед горелками; 8 — горелки; 9 — продувочный газопровод; 10 — кран на продувочном газопроводе; 11 — кран к манометру; 12 — манометр



Принципиальная схема внутренних газопроводов котельной с несколькими котлами приведена на рис. 6.8. Газ по вводному газопроводу проходит через футляр, установленный в стене помещения котельной. Футляр 1 выполняется из отрезка стальной трубы, внутренний диаметр которой не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Футляр обеспечивает независимую осадку стен и газопроводов. Общее отключающее устройство 2 предназначено для отключения всех котлов при плановом или аварийном отключении котельной. Отключающие устройства 9 на ответвлениях 8 к котлам (опусках) предназначены для отключения отдельных котлов.

Схема расположения запорных устройств газового оборудования котла с двумя горелками показана на рис. 6.9. Газ из распределительного газового коллектора котельной 1 по ответвлению к котлу (опуску) 2 проходит через отключающее устройство 3 на опуске, предохранительно-запорный клапан 4 (ПЗК), регулируемую газовую заслонку 5 и запорные устройства 7 (ЗУ) поступает в горелки 8.

Для внутренних газопроводов и для газового оборудования должно быть предусмотрено техническое обслуживание не реже одного раза в месяц. Текущий ремонт должен проводиться не реже одного раза в 12 мес в случаях, если в паспорте завода-изготовителя нет ресурса эксплуатации и нет данных о его ремонте.

Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом топок или газоходов, а также при выходе из работы установок сезонного действия газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться от газопроводов с установкой заглушек после запорной аппаратуры.

1. Как классифицируются газовые сети по величине давления газа?
2. Какие газопроводы являются распределительными, вводными и внутренними?
3. Какие материалы используются при строительстве газопроводов?
4. Какие методы используются для защиты стальных газопроводов от коррозии?
5. Укажите назначение ГРП (ГРУ).
6. В чем заключены основные отличия ГРП от ГРУ?
7. Где размещаются ГРП?
8. Перечислите основные элементы, входящие в состав ГРП (ГРУ).
9. Укажите назначение, устройство и принципы действия газового фильтра в ГРП.
10. Как определить степень засоренности фильтра?
11. Укажите назначение, устройство и принцип действия предохранительно-запорного клапана типа ПКН (ПКВ).
12. Как пустить в работу ПЗК типа ПКН (ПКВ)?
13. Укажите пределы настройки ПЗК.
14. Каковы назначение регулятора давления РДУК-2, его устройство и принцип действия?
15. Как пустить в работу регулятор давления типа РДУК-2?
16. Укажите назначение, устройство и принцип действия предохранительно-сбросного клапана типа ПСК-50.
17. Сформулируйте основные требования, предъявляемые к помещениям ГРП.
18. Какие работы выполняются при осмотре технического состояния ГРП?
19. Какие работы выполняются при техническом обслуживании ГРП?
20. Какие работы выполняются при текущем ремонте ГРП?
21. Как пустить в работу ГРП при вводе в эксплуатацию после ремонта, расконсервации?
22. Каким образом осуществляется в ГРП переход с линии регулирования на байпас?
23. Как перейти с байпаса на линию регулирования в ГРП?
24. Каким образом проводится отключение ГРП?

7.1. Основные свойства мазута

В котлах крупных тепловых станций и отопительных котельных, работающих на жидком топливе, как правило, применяют мазут. Физические свойства мазута характеризуются такими показателями, как относительная плотность $\rho_{t_1}^{t_2}$, вязкость условная, °ВУ, и вязкость динамическая η , Па·с, температура вспышки $t_{всп}$, °С, и температура застывания $t_{заст}$, °С.

Относительная плотность $\rho_{t_1}^{t_2}$ — это отношение плотности мазута при температуре $t_2 = 20^\circ\text{C}$ к плотности дистиллированной воды при температуре $t_1 = 4^\circ\text{C}$.

Условная вязкость — отношение времени, необходимого для непрерывного истечения 200 см³ мазута при определенной температуре, ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при температуре 20 °С.

Динамическая вязкость, или коэффициент внутреннего трения — величина, характеризующая внутреннее трение слоев потока жидкости или газа, η , Па·с.

Температура вспышки — температура, при которой мазут, будучи нагрет в строго определенных условиях, выделяет достаточное количество паров для того, чтобы смесь этих паров с окружающим воздухом могла вспыхнуть при поднесении к ней пламени.

Температура застывания — такая температура мазута, при которой он застывает настолько, что при наклоне пробирки с топливом на 45° к горизонту его уровень останется неподвижным в течение 1 мин.

Мазут, применяемый для производства тепловой энергии в котлах (табл. 7.1), делится на флотский мазут марок Ф5 и Ф12 (легкие виды топлива), топочный мазут марки 40 (средний вид топлива) и топочный мазут марок М100 и М200 (тяжелый вид топлива).

Флотский мазут предназначен для использования в судовых котлах, газотурбинных установках и двигателях. Топочный мазут марки 40 используется в судовых котлах, промышленных печах, отопительных котельных. Основными потребителями топочного мазута марок 100 и 200 являются крупные тепловые электростанции и теплоэлектроцентрали. По содержанию серы топочный

Таблица 7.1

Основные технические характеристики мазутов

Показатель	Флотский мазут марок		Топочный мазут				
	Ф5	Ф12	Малосернистый марок		Средне- и высокосернистый марок		
			М40	М100	М40	М100	М200
Вязкость, °УВ:							
при $t = 50^\circ\text{C}$	5	12	—	—	—	—	—
при $t = 80^\circ\text{C}$	—	—	6	10	8	15,5	24
Плотность при 20°C , кг/м ³	—	—	970	990	1005	945	960
Температура вспышки, °C, не ниже	80	90	90	110	90	110	140
Температура застывания, °C, не выше	−5	−8	10	25	10	25	36

мазут делится на три группы: малосернистый ($S^p < 0,5\%$), сернистый ($S^p = 0,5 \dots 2,0\%$) и высокосернистый ($S^p > 2\%$).

Зольность мазутов на сухую массу A^c не превышает $0,1 \dots 0,3\%$. В минеральной части мазута содержатся Fe_2O_3 (диоксид железа) $3 \dots 10\%$ и V_2O_5 (пентаоксид ванадия) $0 \dots 29\%$.

Содержание воды в мазуте колеблется в весьма широких пределах ($0,5 \dots 5\%$ и выше), что связано с технологией его разогрева в процессе доставки и приемки у потребителя.

Теплота сгорания мазута Q_H^p зависит в основном от его влажности и составляет $39 \dots 42$ МДж/кг.

7.2. Механизм горения мазута

В топочных устройствах мазут сжигается в распыленном состоянии, в виде капель в потоке воздуха. Горение происходит в паровой фазе, поскольку процессу горения капли всегда предшествует процесс испарения с ее поверхности. Поступившая в топочное устройство капля прогревается и начинает испаряться. Вокруг капли образуется сферическая зона, насыщенная парами испаряющейся жидкости. В условиях наличия окислителя и достижения в зоне температуры воспламенения в тонком слое на внешней части сферической поверхности начинается горение паров жидкости. Этот слой называется фронтом горения. Выделяющаяся при этом теплота способствует еще более интенсивному испарению капли. Скорость сгорания мазута определяется скоростью его испарения

с поверхности, которая многократно увеличивается при распылении жидкого топлива на мелкие капли.

Поскольку скорость сгорания мазута в значительной мере определяется интенсивностью его испарения, важнейшим и первым этапом подготовки жидкого топлива к сжиганию является распыление его на мельчайшие частицы. Например, из капли диаметром 1 мм дроблением удается получить 1 млн (10^6) капель диаметром 10 мкм. Площадь поверхности испарения при этом увеличивается в 100 раз. При распылении мазута получаются капли размером от нескольких десятков до сотен микрон. Наиболее мелкие капли испаряются и воспламеняются первыми, способствуя испарению и воспламенению более крупных.

При сжигании мазута для испарения его наиболее тяжелых фракций требуется прогрев капель до температур порядка 400°C и даже выше. По мере нагревания происходит термическое разложение топлива с образованием как газообразной, так и твердой (сажа, кокс) фаз, которые выгорают так же, как частицы твердого топлива. Раскаленные частицы сажи и кокса в пламени придают высокую светимость факелу.

Таким образом, процесс сжигания мазута состоит из следующих последовательных этапов:

- распыление топлива;
- образование горючей смеси, состоящей из окислителя, а также продуктов испарения и термического разложения углеводородов топлива;
- воспламенение горючей смеси в зоне фронта горения;
- горение горючей смеси.

Эффективность сжигания мазута в значительной степени зависит от начальных подготовительных этапов, определяемых работой топливосжигающих устройств — мазутных форсунок.

7.3. Классификация и устройство форсунок для сжигания мазута

Классификация форсунок. По способу распыления мазута форсунки можно разделить на три группы: механические, с распыляющей средой и комбинированные.

В механических форсунках распыление осуществляется за счет энергии топлива при продавливании его под значительным давлением через малое отверстие — сопло (рис. 7.1, а) или при закручивании топлива (создаются центробежные силы) (рис. 7.1, б) либо за счет энергии вращения элементов самой форсунки (рис. 7.1, в). Дальнейшее дробление полученных капель происходит под воздействием давления окружающей среды.

В форсунках с распыливающей средой распыливание топлива осуществляется главным образом за счет энергии движущегося с большой скоростью распылителя — пара или воздуха (рис. 7.1, *з* и *д*).

В комбинированных форсунках (рис. 7.1, *е*) распыливание топлива достигается за счет использования как энергии топлива, подаваемого под давлением, так и энергии распыливающей среды.

Дроблению выходящей из форсунки струи топлива способствуют возникающие в ней пульсации (колебания), интенсивность которых зависит от скорости истечения струи. Волновые колебания благоприятствуют распаду струи на отдельные капли.

Механические форсунки. Качество распыливания в механических форсунках зависит в значительной мере от давления мазута, создаваемого насосом. Обычно мазут поступает к форсункам под давлением 2,0...3,5 МПа. Наличие механических примесей в мазуте и малые выходные отверстия форсунок (1,5...3,5 мм) делают необходимой тщательную фильтрацию топлива перед сжиганием.

Для механических форсунок вязкость мазута рекомендуется поддерживать на уровне около 2,5°ВУ. Для этого, например, мазут марки 40 подогревают до 90...100°С, а мазут марки 100 — до 110...120°С.

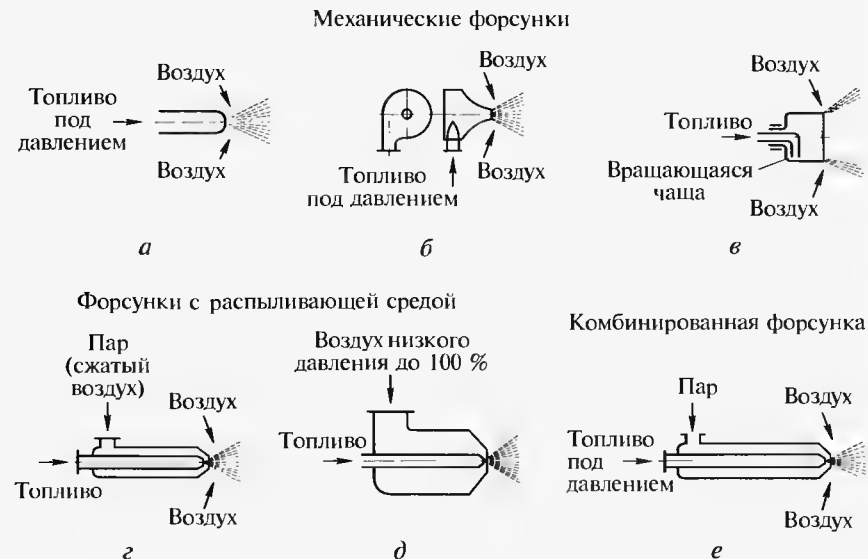


Рис. 7.1. Схемы форсунок для распыливания жидкого топлива:

а — прямоструйная; *б* — центробежная; *в* — с вращающейся чашей; *г* — высокого давления; *д* — низкого давления; *е* — комбинированная

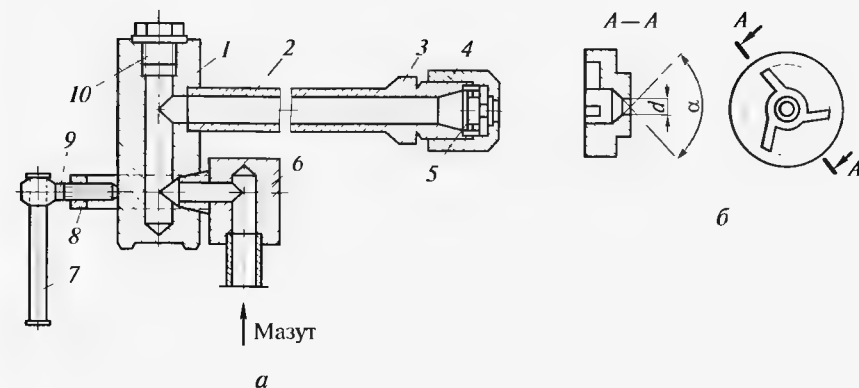


Рис. 7.2. Мазутная форсунка с механическим распыливанием:

а — форсунка; *б* — завихритель-распылитель; 1 — корпус; 2 — штанга; 3 — головка; 4 — накидная гайка; 5 — завихритель-распылитель; 6 — колодка; 7 — рукоятка; 8 — скоба; 9 — стопорный винт; 10 — пробка; *d* — диаметр сопла; α — угол раскрытия факела

На рис. 7.2 приведена конструкция форсунки с механическим распыливанием. Пройдя штангу 2 (рис. 7.2, *а*), мазут поступает в распыливающую головку 3, в которой установлен завихритель-распылитель 5, имеющий несколько тангенциально расположенных отверстий (рис. 7.2, *б*), закручивающих поток мазута. Через эти отверстия мазут поступает в центральную камеру завихрителя, а оттуда через центрально расположенное небольшое отверстие с большой скоростью и сильным завихрением выбрасывается в топочную камеру, где, взаимодействуя с газовой средой, распыляется на мелкие капли.

Производительность механических форсунок регулируют изменением давления мазута перед форсункой.

При снижении давления резко ухудшается качество распыливания, поэтому такие форсунки имеют малый диапазон регулирования. Чтобы не снижать качество распыливания топлива, регулирование мощности при уменьшении нагрузки может осуществляться отключением части работающих форсунок.

Форсунки с распыливающей средой. Для распыливания мазута форсунками высокого давления применяют пар или компрессорный воздух, а в форсунках низкого давления — вентиляторный воздух. При паровой пульверизации мазута применяют пар давлением 0,5...2,5 МПа. Удельный расход пара при этом составляет 0,3...0,35 кг/кг мазута.

Распыливание мазута форсунками высокого давления осуществляют компрессорным воздухом под давлением 0,3...0,6 МПа при его удельном расходе 0,6...1,0 кг/кг мазута. Через форсунку в

этом случае поступает всего 5...10 % воздуха, необходимого для полного сгорания мазута. Остальной воздух подается к корню факела.

В форсунках высокого давления относительная скорость распыливающего агента доходит до 1000 м/с, чем достигается хорошее дробление капелек мазута с получением тонкого распыла. Давление мазута перед форсунками с учетом относительно больших размеров их каналов может быть небольшим. Менее жесткие требования предъявляются и к очистке мазута.

Перед высоконапорными форсунками с паровым или воздушным распылом вязкость мазута должна быть около 6 °ВУ, поэтому при работе на мазуте марки 40 рекомендуется поддерживать его температуру не ниже 85 °С, а при работе на мазуте марки 100 — не ниже 105 °С.

На рис. 7.3 приведена паровая форсунка ФП. Из входного штуцера мазут попадает в кольцевой канал ствола 2 между внутренней и наружной трубками. Пар поступает во внутреннюю трубу и выходит через расширяющееся сопло 3 с высокой скоростью. Мазут, пройдя кольцевой канал, попадает в поток пара через кольцевую щель, на выходе из которой и распыливается. Имеющийся на выходе форсунки насадок 5 предназначен для увеличения угла раскрытия конуса распыливания мазута.

Паровые высоконапорные форсунки характеризуются высоким качеством распыливания и широким диапазоном регулирования. Однако их работа характеризуется значительным потреблением энергии; на распыливание мазута расходуется до 5 % выработанного котлом пара. Паровое распыливание мазута приводит к потере конденсата, увеличению содержания водяных паров в продуктах сгорания, повышению потерь с уходящими газами, а также к усилению коррозии поверхностей нагрева. Работа таких форсунок отличается повышенным шумом.

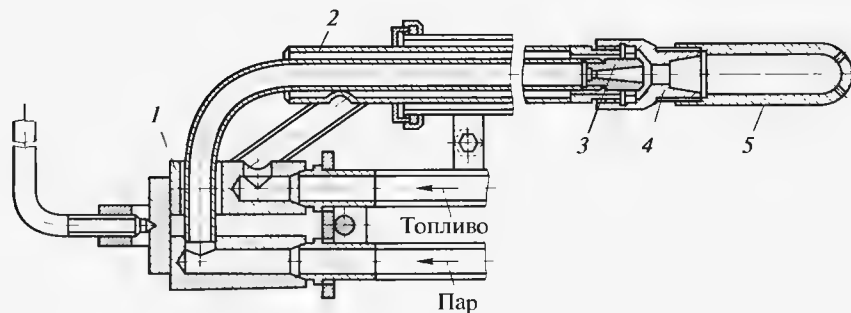


Рис. 7.3. Форсунка паровая ФП:

1 — колодка; 2 — ствол; 3 — сопло; 4 — диффузор; 5 — насадок

В высоконапорных форсунках с воздушным распыливанием мазута воздух не только распыливает топливо, но и интенсифицирует горение.

В форсунках с распыливающей средой низкого давления применяют воздух под давлением 0,002...0,007 МПа. Через форсунку подают 50...100 % воздуха, необходимого для сгорания мазута, поэтому такие форсунки имеют относительно большие размеры. Мазут к форсунке поступает под небольшим (0,03...0,2 МПа) давлением.

Комбинированные форсунки. В паромеханических комбинированных форсунках устраняется основной недостаток механических форсунок — малый диапазон регулирования производительности. Используемые для этого форсунки при повышенных нагрузках котла работают как механические, а при малых нагрузках (менее 60 %), а также в пусковых режимах в них подают также пар.

Конструкция мазутной паромеханической форсунки приведена на рис. 7.4. Мазут по трубе 7 через распределительную шайбу 5 подается в кольцевую камеру распылителя 4 и затем по тангенциальным каналам поступает в его завихрительную камеру. Закрученная струя мазута под действием центробежных сил прижимается к стенкам завихрительной камеры и, продолжая двигаться поступательно, срывается с кромки сопла распылителя 4, образуя множество мельчайших капелек. Пар из трубы 8 поступает в полость между деталями, пропускающими мазут, и концевой гайкой 1. Из этой полости пар поступает через тангенциальные каналы в камеру парового завихрителя 3 и выходит из него через цилиндрическую щель под углом, охватывая с внешней стороны распыленную струю мазута.

Подачу пара в форсунку осуществляют при ее мощности, пониженной до 50...70 % номинальной, и так как расход пара мал, его подача при всех нагрузках форсунки ведется под давлением 70...200 кПа.

Мощность форсунки регулируют изменением давления перед ней в диапазоне от 1,3 до 2,5 МПа.

К группе комбинированных форсунок относятся также ротационные форсунки (рис. 7.5), в которых мазут по полуму валу 6 подается в распыливающую чашу 5, вращающуюся со скоростью $(5...7) \cdot 10^3$ мин⁻¹. Мазут распределяется по внутренней поверхности чаши и в виде тонкой пленки выбрасывается в топочную камеру. Дроблению пленки способствует первичный воздух, поступающий при давлении 0,01 МПа через зазор на выходе из чаши.

Воздух подается крыльчаткой 7 вентилятора, закрепленной на вращающемся валу. В качестве привода используют электродвигатель 2, который вращает вал через клиноременную передачу 1.

Расход первичного воздуха составляет около 20 % общего воздуха, необходимого для горения мазута. Остальной воздух поступает в топку через кольцевое пространство, образуемое внешним 3 и внутренним 4 кожухом форсунки. Регулирование подачи воздуха осуществляется с помощью поворотной заслонки 8, расположенной во всасывающем патрубке вентилятора.

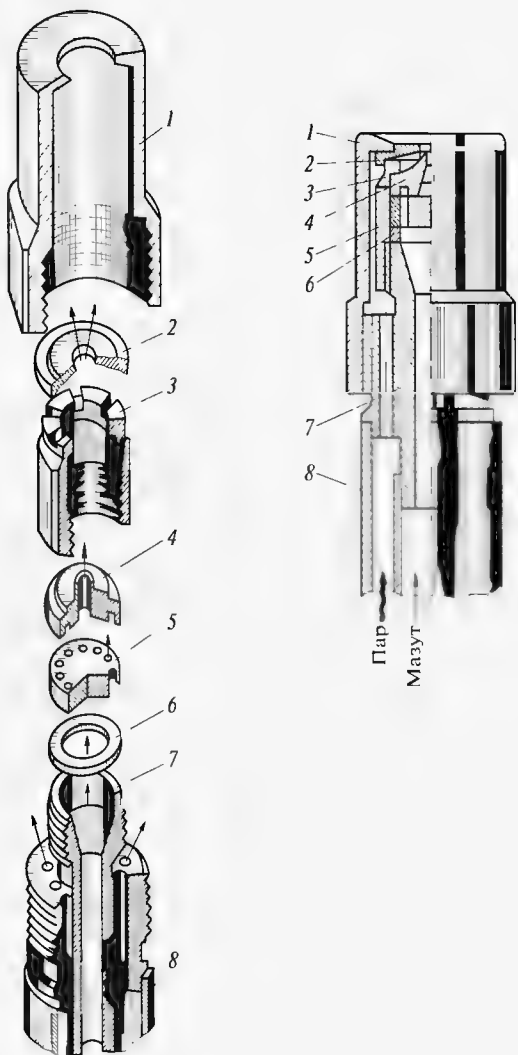


Рис. 7.4. Мазутная форсунка с паромеханическим распыливанием:

1 — концевая гайка; 2 — контргайка; 3 — паровой завихритель; 4 — распылитель; 5 — распределительная шайба; 6 — прокладка; 7 — мазутная труба; 8 — паровая труба (ствол); стрелками показано направление движения мазута и пара

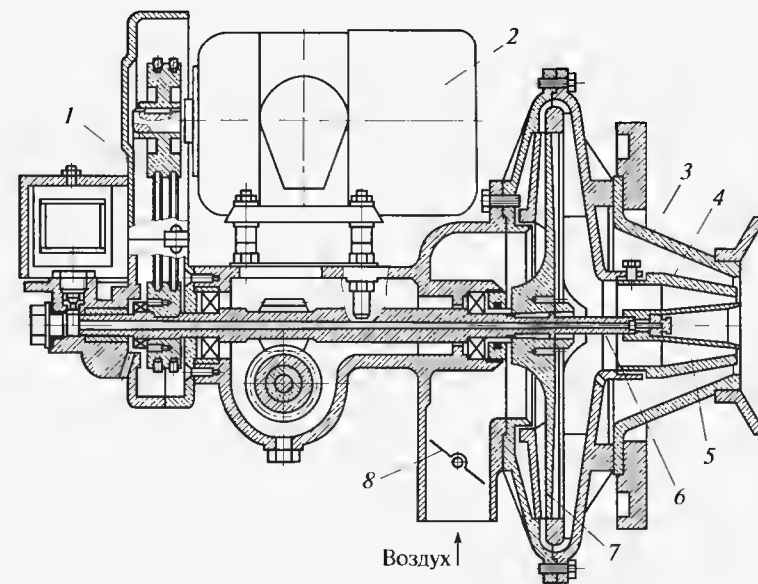


Рис. 7.5. Ротационная форсунка:

1 — клиноременная передача; 2 — электродвигатель; 3 — внешний кожух; 4 — внутренний кожух; 5 — распыливающая чаша; 6 — полый вал; 7 — крыльчатка вентилятора; 8 — поворотная заслонка

Ротационные форсунки не требуют тщательной фильтрации мазута, дают хорошее распыливание и обладают широким диапазоном регулирования производительности (15... 100 %).

7.4. Мазутное хозяйство тепловых электрических станций

Мазутное хозяйство. Мазут может использоваться как основное топливо, а также как резервное (например, в зимнее время), аварийное и растопочное, когда основным является сжигаемое в пылевидном состоянии твердое топливо.

К тепловым электрическим станциям (ТЭС) мазут доставляется железнодорожным транспортом, нефтеналивными судами, по трубопроводам (если нефтеперерабатывающие заводы находятся на небольших расстояниях от ТЭС).

При доставке мазута железнодорожным транспортом мазутное хозяйство включает в себя следующие сооружения и устройства: сливную эстакаду с промежуточной емкостью; мазутохранилища; мазутонасосную станцию; систему мазутопроводов между емкостями мазута, мазутонасосной и котельными установками; уст-

ройства для подогрева мазута; установки для приема, хранения и ввода в мазут жидких присадок.

Схема мазутного хозяйства приведена на рис. 7.6. Из железнодорожных цистерн 1, располагающихся в период слива на эстакаде 2, мазут по переносному сливному лотку 3 поступает в сливной желоб 4 и далее по отводящей трубе 5 — в приемную емкость 6. Из нее мазут по мазутопроводам подается в фильтры грубой очистки 10 и через насосы 9 и фильтры тонкой очистки 8 закачивается в емкость мазутохранилища 7. Из емкости мазутохранилища по мере необходимости через фильтры тонкой очистки 11 и подогреватели 13 насосами 12 мазут подается в горелки 14 котлоагрегатов. Часть разогретого мазута направляется по линии 15 рециркуляции в мазутохранилище для разогрева находящегося там мазута. Рециркуляция мазута необходима для предупреждения застывания мазута в трубопроводах при сокращении или прекращении его потребления.

При сливе из железнодорожной цистерны мазут самотеком движется по открытым лоткам (желобам) в приемные баки. По дну лотков проложены паропроводы. Слив мазута из цистерн проводится через нижний сливной прибор в межрельсовые желоба. Мазут из приемных резервуаров перекачивается погружными нефтяными насосами в основные резервуары для хранения. Для подогрева мазута в приемных и основных резервуарах до 70 °С обычно ис-

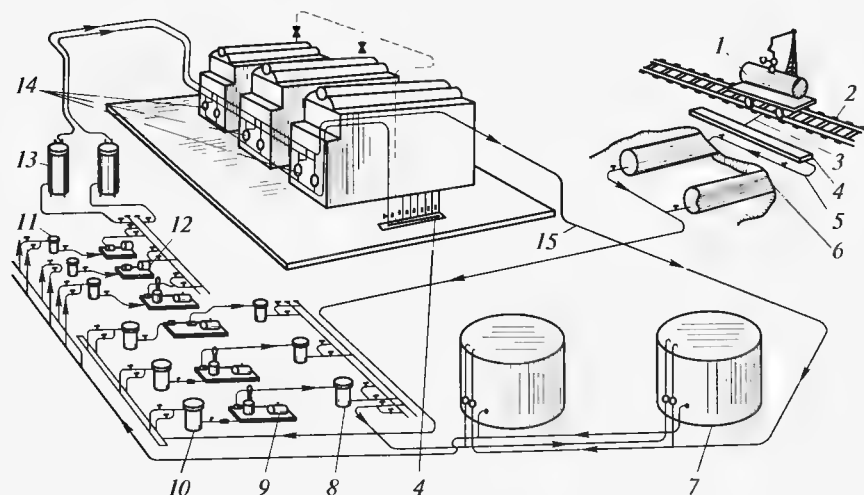


Рис. 7.6. Схема мазутного хозяйства с наземным мазутохранилищем:

1 — железнодорожная цистерна; 2 — эстакада; 3 — переносный лоток; 4 — сливной желоб; 5 — отводящая труба; 6 — приемная емкость; 7 — мазутохранилище; 8, 11 — фильтры тонкой очистки; 9, 12 — насосы; 10 — фильтр грубой очистки; 13 — подогреватели; 14 — горелки котлов; 15 — линия рециркуляции

пользуют трубчатые подогреватели поверхностного типа, обогреваемые паром.

Для уменьшения опасности донных отложений и загрязнения поверхностей нагрева при длительном хранении к мазуту добавляют жидкие присадки типа ВНИИНП-102 и ВНИИНП-103.

В водогрейных котельных пар отсутствует, поэтому подогрев мазута ведут горячей водой с температурой до 150 °С.

Для слива мазута из цистерн применяют следующие способы повышения его текучести:

открытым паром — в цистерну вводят штангу, через которую подают пар до момента разжижения мазута;

рециркуляционным подогревом — прогревают отверстие в центре цистерны и затем мазут центробежным насосом прокачивают через наружный теплообменник для подогрева топлива до температуры на 10... 20 °С ниже температуры вспышки и подают к брандспойту, установленному в цистерне; рециркуляцию проводят до полного слива мазута из цистерны;

паром, подаваемым в цистерны, — в цистерны, оборудованные паровой рубашкой, подают пар, в результате чего стенки корпуса нагреваются до температуры 80 °С и холодный мазут, прогреваясь, начинает стекать по горячей поверхности к сливному патрубку;

слив мазута под избыточным давлением — на люк колпака цистерны устанавливают съемную крышку, имеющую специальные патрубки, через которые подается водяной пар или сжатый воздух;

разогрев железнодорожных цистерн с помощью тепляков-сараяв, в которые подается горячий воздух с температурой до 120 °С;

виброподогрев позволяет существенно повысить эффективность прогрева мазута, контактирующего с вибрирующей поверхностью нагрева, вводимой в цистерну;

индукционный подогрев осуществляется с помощью пропускания электрического тока через катушку; возникающие при этом токи Фуко разогревают цистерну;

электрический подогрев выполняется с помощью установленных с двух сторон цистерны двух электрорефлекторов; недостатком способа является большой расход электроэнергии.

Мазутохранилища. Запас мазута держат в резервуарах — мазутохранилищах, число которых, как правило, не менее двух. Мазутохранилища выполняются наземными, полуподземными (заглубленными) и подземными. Суммарная вместимость резервуаров выбирается в зависимости от производительности котельной, дальности и способа доставки мазута (железнодорожный, трубопроводный и др.). Нормальный ряд применяемых мазутохранилищ составляют резервуары вместимостью 100; 200; 500; 1000; 2000; 3000; 5000; 10 000

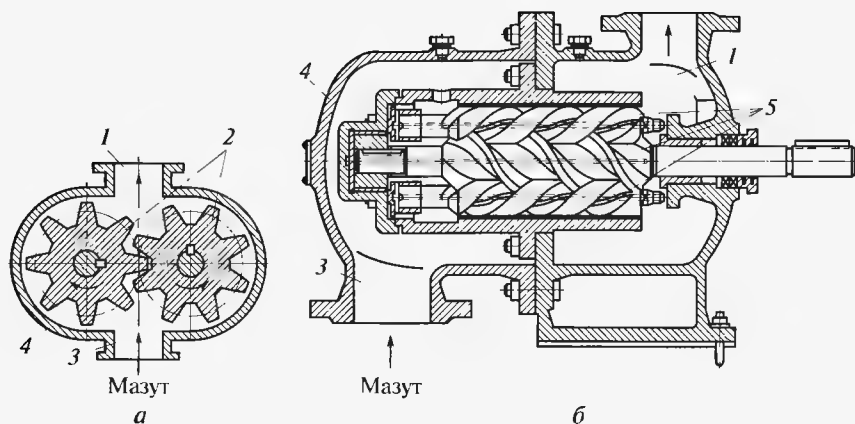


Рис. 7.7. Шестеренный (а) и винтовой (б) насосы:

1 — нагнетательная полость; 2 — шестерни; 3 — всасывающая полость; 4 — корпус; 5 — винтовые роторы

и 20 000 м³. Резервуары бывают основные, расходные и резервные. Все они должны обладать безопасностью хранения топлива в пожарном отношении; полной герметичностью; негорючестью, долговечностью, коррозионной стойкостью против воздействия агрессивных грунтовых вод; удобствами обслуживания и очистки от отстоя и осадков; возможностью установки внутри резервуара подогревающих устройств и другого технологического оборудования.

Резервуары мазутохранилища обычно выполняют железобетонными или металлическими. Последние применяют в районах Крайнего Севера и в сейсмических районах. Теплоизоляция таких хранилищ выполнена из полиуретана, обшитого металлическими листами.

Насосы для перекачки мазута. Для перекачки мазута наибольшее применение находят шестеренные и винтовые насосы. Устройство шестеренного насоса показано на рис. 7.7, а. При вращении шестерен 2 в направлении, помеченном на рисунке стрелками, жидкость попадает во впадины, образованные зубьями шестерни и корпусом насоса 4, и перемещается из всасывающей полости 3 в нагнетательную 1. Для бесшумной и плавной подачи перекачиваемой жидкости зубья шестерен часто выполняют косыми. Подача шестеренных насосов обычно не превышает 20 м³/ч, напор — 1200 м вод. ст.

В винтовых насосах (рис. 7.7, б) жидкость подается путем выдавливания ее винтами (роторами с винтовой нарезкой). Винтовые насосы по сравнению с шестеренными бесшумны и работают с большим числом оборотов. Наиболее распространены трехвинтовые насосы с центральным ведущим ротором. При вращении винтовых роторов 5 в раскрывающуюся впадину винтового канала из

всасывающей полости 3 поступает жидкость. При дальнейшем вращении роторов эта впадина закрывается и жидкость, находящаяся в ней, переносится в нагнетательную полость 1. Там впадина раскрывается, и жидкость выдавливается выступами винтов роторов.

Подогреватели мазута. Перед сжиганием мазут подогревают. С этой целью используют кожухотрубный теплообменный аппарат (рис. 7.8), который состоит из трех основных частей: корпуса 6, трубной доски 10 с развальцованными в ней U-образными трубками и крышки. К цилиндрическому корпусу с одной стороны приварен фланец, с другой — днище 7 эллиптической формы. Снаружи к корпусу в центре приварены две опоры 9 сегментного типа и патрубки 8 для подвода и отвода мазута, движущегося в межтрубной полости.

Трубная доска с развальцованными в ней U-образными трубками представляет собой трубный пучок 5, который можно вынимать из корпуса при разборке аппарата и во время чистки. После проведения осмотра и завершения работ его снова вставляют. Крышка (распределительная коробка) аппарата состоит из цилиндрической части, эллиптического днища 1, приваренного с одного конца, и фланца, приваренного с другого конца. К цилиндрической части крышки приварены патрубки с фланцами для присоединения трубопроводов подвода и отвода рабочей среды, движущейся в трубной полости. В крышке также предусмотрена перегородка 3, обеспечивающая двухходовой поток рабочей среды по трубкам аппарата.

Для подогрева небольших количеств жидкого топлива нашли достаточно широкое применение подогреватели типа «труба в трубе».

Секционный подогреватель типа ПТС показан на рис. 7.9. Конструкция парового секционного подогревателя жидкого топлива представляет собой ряд секций, соеди-

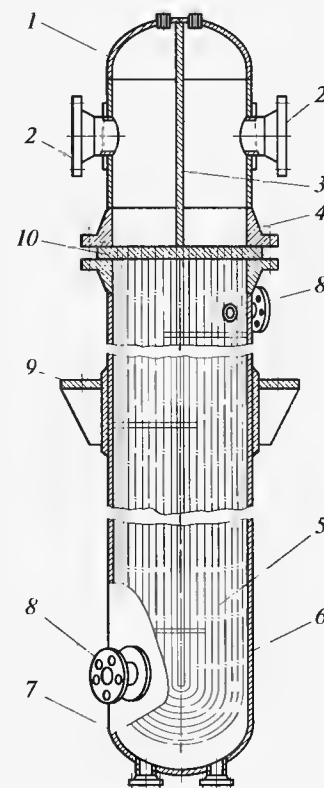


Рис. 7.8. Кожухотрубный теплообменный аппарат с U-образными трубками конструкции Гипро-нефтемаша:

1, 7 — днище; 2 — патрубки для подвода и отвода теплоносителя; 3 — перегородка; 4 — фланец; 5 — трубный пучок; 6 — корпус; 8 — патрубки для подвода и отвода мазута; 9 — опора; 10 — трубная доска

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные физические свойства мазута.
2. Поясните механизм горения капли мазута.
3. Как принято классифицировать форсунки для сжигания жидкого топлива?
4. В чем заключается принцип работы механических форсунок?
5. Поясните принцип работы форсунок с распыливающей средой.
6. Раскройте принцип работы комбинированных форсунок.
7. Укажите преимущества и недостатки различных типов форсунок.
8. Каковы способы разогрева мазута для слива из цистерн?
9. Назовите типы насосов, используемых для перекачки мазута.
10. Каковы устройство и принцип работы кожухотрубного подогревателя мазута?

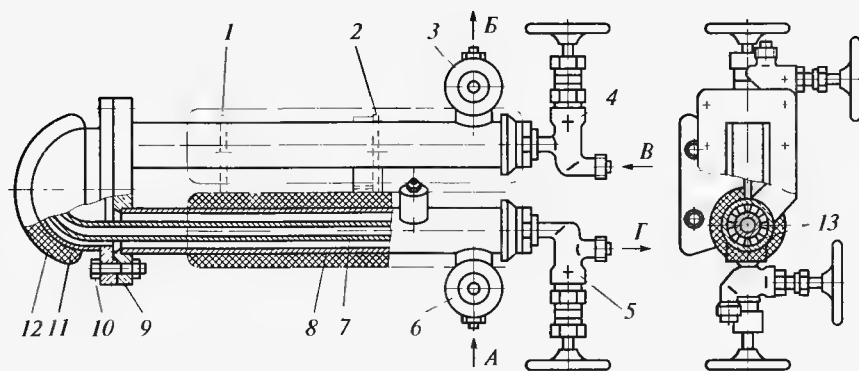


Рис. 7.9. Секционный подогреватель топлива типа ПТС:

1 — опора подвижная; 2 — опора неподвижная; 3 — клапан выхода топлива; 4 — клапан входа пара; 5 — клапан выхода конденсата; 6 — клапан входа топлива; 7 — трубка нагревательная; 8 — корпус подогревателя; 9 — фланец корпуса; 10 — болт; 11 — крышка; 12 — изоляция; 13 — ребра нагревательной трубки; А и Б — вход и выход топлива; В — вход пара; Г — выход конденсата

ненных последовательно по пару и топливу при помощи соединительных трубок типа «калач» с фланцами. Секция подогревателя состоит из трех основных частей: корпуса 8, крышки 11 и нагревательной трубки 7.

Корпус подогревателя выполнен из двух параллельно расположенных труб одного диаметра, к одному концу которых приварен фланец прямоугольной формы 9, а к другому — специальные патрубки для монтажа клапанов входа 6 и выхода 3 топлива, а также фланцы для обеспечения плотности при переходе топлива из одной секции в другую. На корпусе предусмотрен патрубок для установки предохранительного устройства при повышении давления. Крышка 11 подогревателя сварная, фланцами крепится к корпусу. Нагревательная трубка имеет U-образную форму, снабжена продольными ребрами 13, приваренными к наружной поверхности на всю длину прямой части трубки и предназначенными для увеличения поверхности теплоотдачи со стороны топлива. Снаружи подогреватель имеет изоляцию 12.

Принцип работы подогревателя заключается в следующем. Топливо из магистрали через запорный клапан поступает в межтрубное пространство (между корпусом и нагревательной трубкой), омывает наружную поверхность и ребра 13 нагревательной трубки, нагревается и через крышку переходит в другую секцию или через клапан поступает на выход. Греющий пар из паропровода через паровой клапан 6 попадает в нагревательную трубку, через стенку трубки и ребра передает теплоту топливу, конденсируется и в виде конденсата через клапан 5 удаляется из подогревателя.

СЛОЕВОЕ СЖИГАНИЕ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

8.1. Классификация слоевых топок

Слоевые топки предназначены для сжигания твердого кускового топлива. Они просты в эксплуатации, пригодны для различных сортов топлива, не требуют больших объемов топки, могут работать при значительных колебаниях тепловой нагрузки, отличаются относительно небольшим расходом энергии на собственные нужды и, главное, не требуют дорогих пылеприготовительных устройств.

Для сжигания твердого топлива в плотном слое применяют разнообразные топочные устройства, различающиеся как теплотехническими характеристиками (способами подвода топлива и воздуха, организацией смесеобразования, тепловой подготовкой), так и конструктивным исполнением. Обслуживание топки, в которой топливо сжигается в слое, сводится к следующим основным операциям: подача топлива в топку; шурование слоя, т.е. перемещение кусочков топлива относительно один другого и колосниковой решетки, на которой топливо сжигается, для улучшения условий подвода окислителя и удаления из топки шлака.

В зависимости от **степени механизации** указанных операций топочные устройства можно разделить на немеханизированные (все три операции выполняются вручную); полумеханические (механизированы одна или две операции); механические (механизированы все три операции).

По **режиму подачи топлива** в плотный слой различают топочные устройства с периодической и непрерывной загрузкой топлива.

По **организации тепловой подготовки** и воспламенения топлива в слое различают топки с нижним, верхним и смешанным воспламенением.

8.2. Характеристики процесса горения твердого топлива в плотном слое

Структура горящего слоя твердого топлива, неподвижно лежащего на колосниковой решетке, при верхней загрузке топлива приведена на рис. 8.1, а. В верхней части слоя после загрузки нахо-

дится свежее топливо, ниже располагается горящий кокс, а непосредственно над решеткой — шлак. По мере движения при горении топливо и продукты его горения постепенно проходят все зоны. После загрузки на слой горящего кокса свежей порции топлива она постепенно нагревается, при этом происходит испарение влаги, выделение летучих. На рис. 8.1, б показано примерное распределение температуры по высоте слоя. Область наиболее высокой температуры соответствует зоне горения кокса, т.е. здесь и выделяется основное количество теплоты.

Образующийся при горении топлива шлак в виде жидких капель стекает с раскаленных кусочков кокса навстречу потоку воздуха. Оказавшись в слоях более низких температур шлак охлаждается и колосниковой решеткой он достигает уже в твердом состоянии. Его периодически удаляют с решетки, хотя он служит защитой от перегрева и, кроме того, служит источником теплоты для подогрева воздуха, способствует распределению воздуха по слою.

Воздух, поступающий в слой топлива через решетку, называют **первичным**. Если первичного воздуха не хватает для полного сгорания топлива и над слоем имеются продукты неполного сгорания, то организуют дополнительную подачу воздуха в надслойное пространство. Такой воздух называют **вторичным**.

При верхней загрузке топлива на решетку осуществляются нижнее воспламенение топлива и встречное движение газовоздушного и топливного потоков. Этим достигаются эффективное зажигание топлива и благоприятные условия его горения.

Первичные химические реакции между топливом и окислителем O_2 происходят в зоне раскаленного кокса. Характер газообразования в слое горящего топлива показан на рис. 8.2. У основания

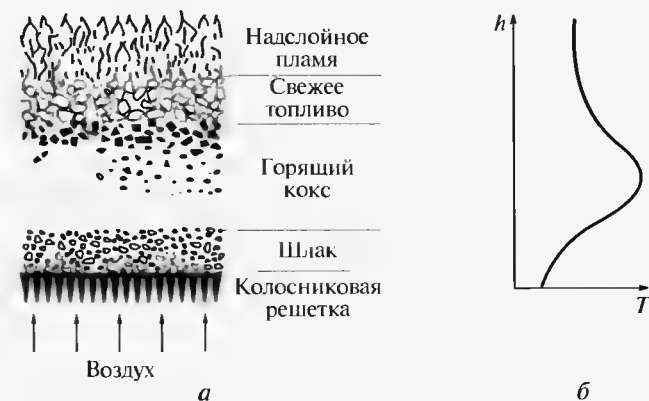


Рис. 8.1. Структура (а) горящего слоя твердого топлива и график (б) распределения температуры T по его высоте h

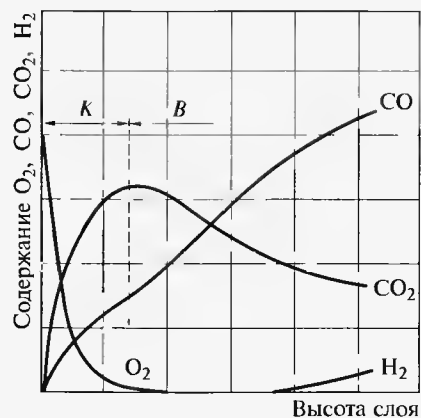


Рис. 8.2. Газообразование в слое горящего топлива:

K — кислородная зона; *B* — восстановительная зона; O_2 , CO , CO_2 , H_2 — кривые изменения содержания кислорода и продуктов горения топлива в слое

По высоте восстановительной зоны содержание CO_2 в газе уменьшается, тогда как содержание CO соответственно увеличивается.

Толщины кислородной и восстановительной зон зависят, в основном, от типа и размеров кусков горящего топлива и температурного режима. С увеличением крупности топлива толщины зон увеличиваются. Установлено, что толщина кислородной зоны составляет примерно 3—4 диаметра горящих частиц. Восстановительная зона толще кислородной в 4—6 раз.

8.3. Топки для сжигания твердого топлива в слое

Слоевые топки с неподвижной колосниковой решеткой и неподвижным слоем топлива. Топки слоевого сжигания с неподвижным слоем на неподвижной колосниковой решетке (рис. 8.3) применяются в котлах малой мощности, как правило, с ручным обслуживанием и периодической загрузкой топлива. Они содержат решетку из чугунных колосников 2, опирающихся на балки 4, заделанные в ее кирпичные стены 3. Под решетку подают специальным воздухопроводом 6 (с помощью вентилятора или за счет естественной тяги) воздух, используемый для горения топлива. В колосниках имеются отверстия круглого или щелевидного сечения, расширяющиеся вниз, чтобы исключить застревание в них шлака, проваливающегося в бункер 5. Свежие порции топлива забрасывают равномерным слоем на решетку через загрузочное окно 1, закрываемое дверцей.

слоя, в кислородной зоне *K*, в которой происходит интенсивное расходование кислорода, одновременно образуются CO_2 и CO . К концу кислородной зоны содержание O_2 снижается до 1...2%, а концентрация CO_2 достигает своего максимума. Температура слоя в кислородной зоне резко возрастает, имея максимум там, где устанавливается наибольшая концентрация CO_2 .

В восстановительной зоне *B* кислород практически отсутствует. В этой зоне происходит восстановление CO_2 на раскаленном углероде по реакции

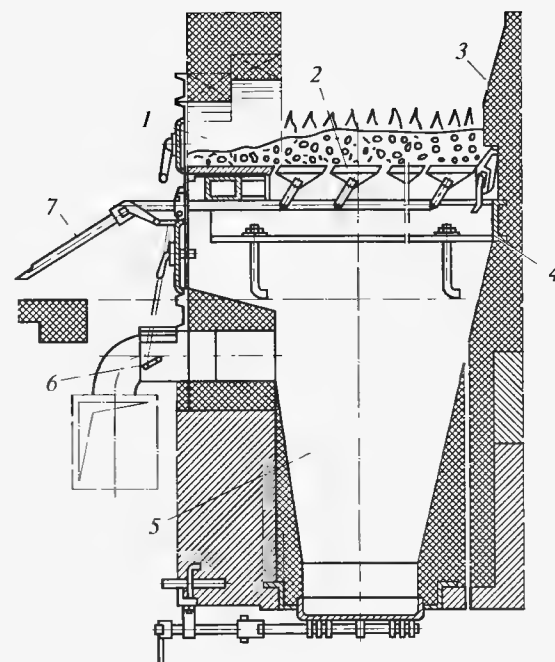


Рис. 8.3. Топка с колосниковой решеткой с ручным обслуживанием: 1 — загрузочное окно; 2 — колосник; 3 — стена топки; 4 — опорная балка; 5 — бункер; 6 — воздухопровод; 7 — привод решетки

Обслуживание ручных слоевых топок связано со значительными интенсивными затратами тяжелого физического труда. Частичная механизация ручной топки может быть достигнута установкой поворотных или качающихся колосников (рис. 8.4). Этим облегчается одна из наиболее трудоемких печных операций — очистка решетки от шлака. При установке поворотных колосников колос-

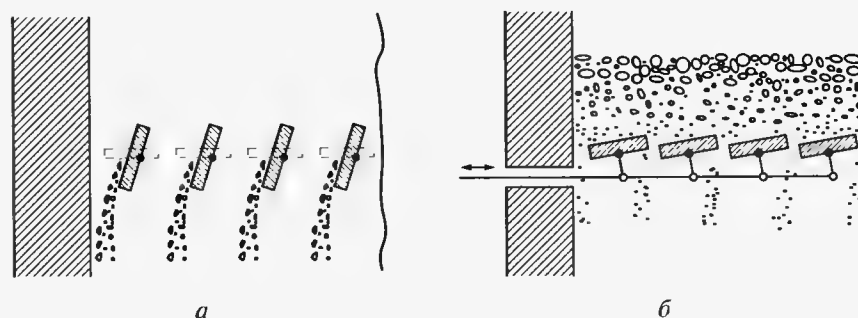


Рис. 8.4. Схема действия поворотных (а) и качающихся (б) колосников

никовая решетка составляется из 3—4 отдельных секций, каждая из которых состоит из поворотных колосников, закрепленных на общем валу. Для очистки топки от шлака секции поочередно включаются на выжиг топлива, после чего поворотом колосников шлак со всей секции сбрасывается в шлаковый бункер, установленный под решеткой.

В отличие от поворотных колосников, где с решетки после выжига удаляется весь шлак, при работе с качающимися колосниками при периодическом их покачивании достигаются разрыхление шлака и удаление лишь низлежащего наиболее выгоревшего слоя. Процесс горения слоя топлива, находящегося выше, при этом не нарушается.

Полную очистку топки от шлака при наличии качающихся колосников проводят через 1...3 сут, а не 1—2 раза в смену, как это имеет место при неподвижных колосниках. Для поворотных и качающихся колосников применяют как ручной, так и механизированный приводы.

Облегчение труда машиниста, а также улучшение условий работы слоя достигаются механизацией загрузки топлива на решетку с применением различных забрасывателей. В этом случае перед фронтом топki устанавливают бункер, из которого топливо поступает к забрасывателю, который подает его на слой. Используемые на практике забрасыватели топлива подразделяют на механические, пневматические и пневмомеханические. Схемы забрасывателей показаны на рис. 8.5. Обычно по ширине топki устанавливают несколько забрасывателей топлива.

При использовании механического забрасывателя (рис. 8.5, а) подача топлива на решетку осуществляется непрерывно вращающимся со скоростью 550...800 мин⁻¹ лопастным метателем 2, к которому топливо поступает с помощью дозирующего устройства 1. В пневматическом забрасывателе (рис. 8.5, б)

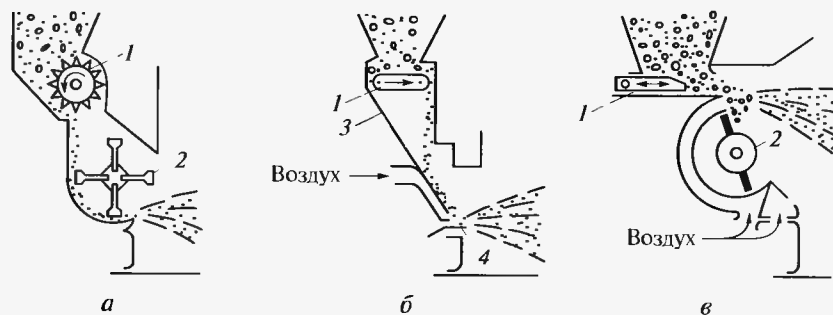


Рис. 8.5. Забрасыватели топлива:

а — механический; б — пневматический; в — пневмомеханический; 1 — дозирующее устройство; 2 — метатель; 3 — разгонная плита; 4 — распределительная плита

топливо с разгонной плиты 3 сдувается на решетку воздухом, потоки которого устремляются из сопел круглой или щелевидной формы.

Расход воздуха составляет 0,2...0,25 м³/кг топлива, скорость истечения воздуха — 30...80 м/с. В паровых пневматических забрасывателях используют пар, выходящий из сопел со скоростью около 400 м/с.

Забрасыватели дают неравномерное по фракционному составу распределение топлива по длине решетки, что нежелательно. Механические забрасыватели подают более крупные куски топлива на заднюю часть решетки, а мелкие — на переднюю. Пневматические (паровые) забрасыватели, наоборот, загружают более крупные куски топлива ближе к фронту топki, а более мелкие куски — в заднюю часть топki.

По принципу действия пневмомеханический забрасыватель (рис. 8.5, в) сочетает в себе механическое и пневматическое воздействие на кусочки топлива, в результате чего достигается более равномерное распределение топлива разных фракций по длине решетки.

Топки с неподвижной колосниковой решеткой и перемещающимся слоем топлива. Для сжигания твердого кускового топлива используют топki с неподвижными наклонными решетками с перемещающимся слоем топлива (рис. 8.6, а). Топливо из бункера 1 сползает или подается дозатором в вертикальную шахту 9 и далее — на наклонно установленные колосниковые решетки 8. Для горения под решетки вводится по каналам 7 воздух, который пронизывает слой лежащего топлива.

По мере выгорания топливо перемещается на подпирющие (горизонтальные или слабонаклонные) дожигательные решетки 6, под которыми располагается золовой бункер 5. Для дожигания топлива в объеме топki 4 на ее стенах 2 предусмотрены сопла 3 для подачи вторичного воздуха.

На рис. 8.6, б приведена топка скоростного горения с вертикально перемещающимся зажатом слоем топлива, предназначенная для сжигания древесных отходов. Вертикальную шахту 9 образуют фронтальная кирпичная стена и зажимающая стена 11 с отверстиями, отделяющая топливо от топочной камеры 14. Окна 10 в верхней части до шахты обеспечивают проникновение в слой движущегося топлива топочных газов, интенсифицирующих протекание начальных фаз горения (нагрева топлива и выделения летучих). Подаваемый по воздушным каналам 7 воздух проходит через вертикальный слой топлива в сторону зажимающей стены и участвует в горении летучих и частично кокса. Продукты горения выводятся через отверстия в зажимающей стене. Часть воздуха подается на наклонную дожигательную решетку 6 и в объем топki через сопла 13.

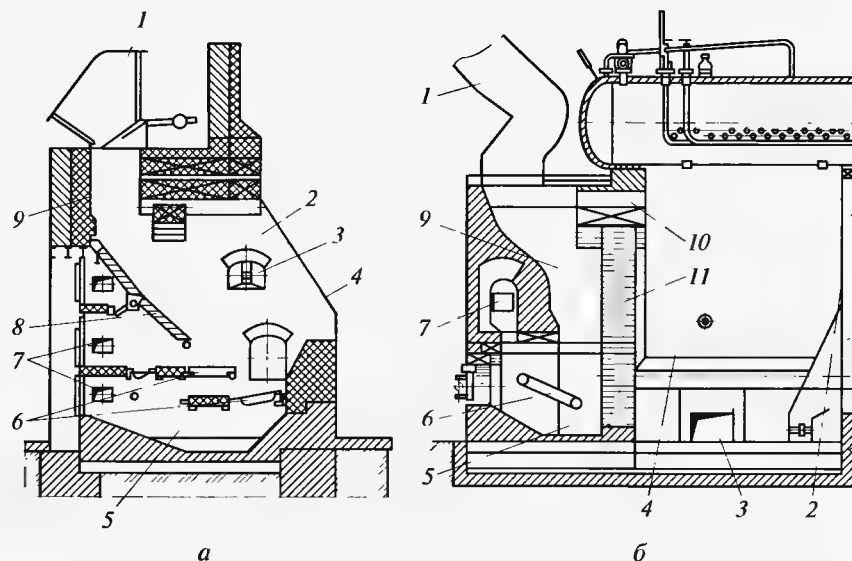


Рис. 8.6. Топки с неподвижными наклонными решетками с перемещающимися (а) и зажатым (б) слоями топлива:

1 — угольный бункер; 2 — стена топки; 3 — воздушное сопло; 4 — топчанная камера (топка); 5 — золовый бункер; 6 — дожигательная решетка; 7 — воздушные каналы; 8 — колосниковая решетка; 9 — шахта; 10 — окно; 11 — зажимающая стена шахты

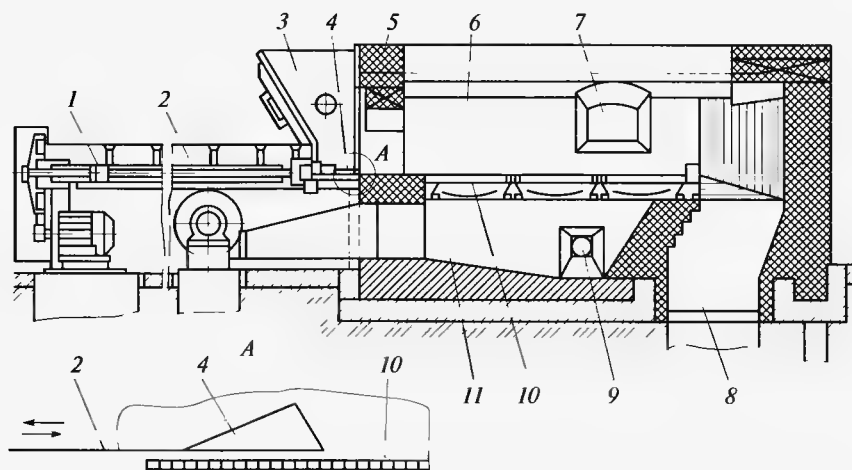


Рис. 8.7. Топка с шурьюющей планкой:

1 — привод планки; 2 — штанга; 3 — бункер топлива; 4 — шурьюющая планка; 5 — стена топки; 6 — топка; 7 — рабочее окно; 8 — шлаковый бункер; 9 — воздушный короб; 10 — колосниковая решетка; 11 — подина; стрелками показано направление движения шурьюющей планки

Принцип слоевого сжигания в периодически перемешиваемом и перемещаемом слое реализуется в топках с шурьюющей планкой (рис. 8.7), в которой механизированы все три операции: подачи топлива в топку, шурьки слоя и удаления шлака. Топливо из бункера 3 поступает на горизонтальную неподвижную колосниковую решетку 10 с помощью шурьюющей планки 4, связанной штангой 2 с приводом 1.

Специфическая форма планки 4 с более крутым подъемом в сторону топки и полая в обратном направлении (см. узел А на рис. 8.7) позволяет осуществлять переталкивание свежих порций топлива к противоположной стене топки 6 по колосниковой решетке 10 с подпорным уступом перед шлаковым бункером 8. Частичное перемещение раскаленного топлива в сторону свежего при обратном ходе планки способствует более раннему его зажиганию. Периодическое перемещение и перемешивание топлива при движении шурьюющей планки благоприятствует более равномерному его распределению по решетке, интенсификации горения, разрушению образующейся на колосниках шлаковой корки и более равномерному распределению воздуха, поступающего под полотно решетки из коробов 9. При шурьке наиболее мелкая зола может просыпаться через колосниковую решетку на подину 11, с которой она периодически удаляется.

Топки с движущейся колосниковой решеткой. В механизированных топках с движущимися колосниковыми решетками горение происходит в плотном слое топлива, неподвижном относительно движущейся решетки. Свежие порции топлива либо подаются непосредственно на поступающую в топку часть полотна, либо разбрасываются сверху по полотну решетки с помощью специальных разбрасывателей.

В настоящее время применяются механические топки (рис. 8.8) с колосниковыми решетками прямого и обратного хода. В топке с решеткой прямого хода полотно с топливом перемещается от фронта топки к задней стенке (рис. 8.8, а), а в топке с решеткой обратного хода — от задней стенки к фронту (рис. 8.8, б).

В механических топках с цепными решетками полотно решетки 3 состоит из отдельных колосников, укрепленных на шарнирных цепях, надетых на две пары звездочек 6. Ведущая пара приводится во вращение электродвигателем через редуктор. Скорость движения решетки можно изменять от 1 до 18 м/ч.

Топливо из загрузочного ящика 1 поступает на движущуюся решетку. Желаемую толщину слоя топлива устанавливают шибером 2, который может перемещаться по вертикали. Необходимый для горения воздух подводится под решетку (между полотнами) и поступает в слой через зазоры в колосниках. По мере продвижения решетки топливо выгорает. Образующийся шлак сбрасывается с решетки шлакоснимателем 4 в шлаковый бункер 5.

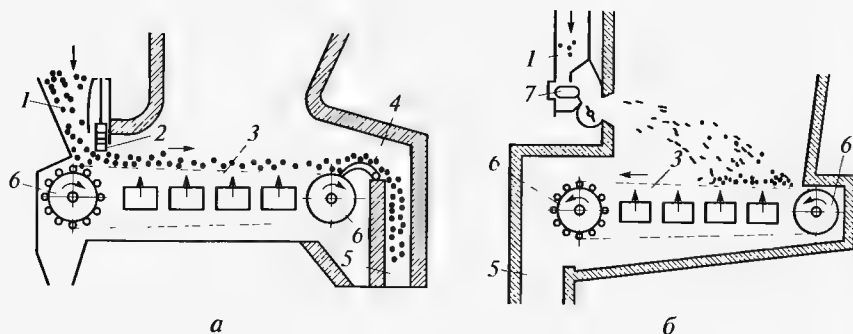


Рис. 8.8. Механические топки с колосниковыми решетками:

а — прямого хода; б — обратного хода; 1 — загрузочный ящик; 2 — шибер; 3 — полотно решетки; 4 — шлакосниматель; 5 — шлаковый бункер; 6 — звездочки; 7 — пневмомеханический забрасыватель топлива

Чешуйчатая цепная решетка (рис. 8.9) состоит из полотна 1, набранного из наклонно расположенных беспровальных колосников. Кусочки провала (несгоревшие кусочки топлива) собираются в карманах 6 нижней части колосников. При сходе полотна вниз колосники опрокидываются и уловленный провал сбрасывается в бункер. Воздух проходит в слой через узкие щели в местах прилегания колосников одного к другому.

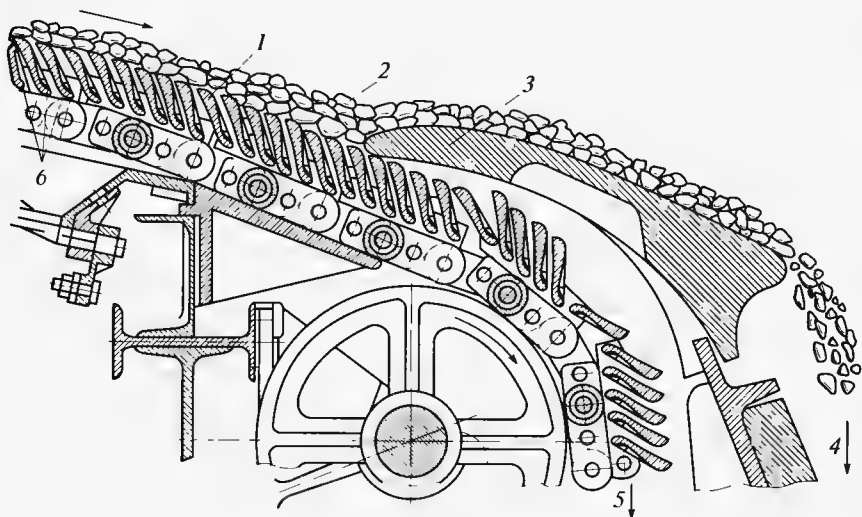


Рис. 8.9. Чешуйчатые беспровальные колосники и шлакосниматель:

1 — полотно решетки; 2 — шлак; 3 — шлакосниматели; 4 — сброс шлака в шлаковый бункер; 5 — сброс провала; 6 — карманы для сбора провала

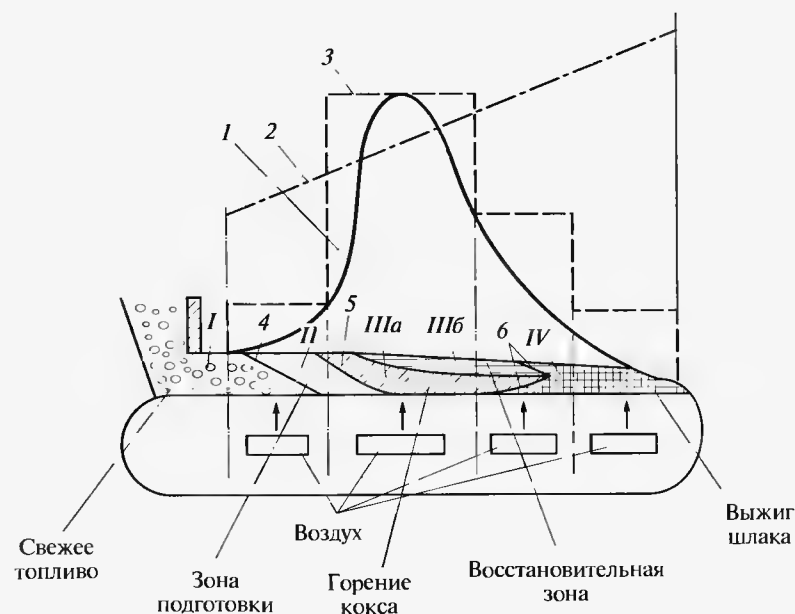


Рис. 8.10. Схема организации процесса горения на решетке прямого хода и графики распределения расхода воздуха по ее длине:

1 — потребный для горения расход воздуха; 2 — распределение воздуха по длине решетки без регулирования; 3 — расход воздуха при регулируемой его подаче; 4, 5 — границы соответственно начала и завершения выделения летучих; 6 — граница завершения горения топлива; I — зона сушки; II — зона выделения летучих; IIIa — окислительная зона горения кокса; IIIб — то же, восстановительная; IV — зона шлака

В топках с решетками обратного хода (см. рис. 8.8, б) применяют цепные решетки типа ТЧЗ (чешуйчатые с забрасывателем топлива), а также ТЛЗМ (ленчатые моноблочные с забрасывателем топлива).

Топливо поступает на решетку прямого хода на относительно холодные колосники. Прогрев его происходит в основном за счет теплоты излучения наслыно горящих газов, разогретой обмуровки топки и лишь частично от впереди расположенного на решетке горящего топлива. Таким образом, в топках прямого хода имеется и верхнее зажигание, при котором первоначально прогреваются и начинают гореть верхние слои топлива, а затем происходит разогрев и горение нижерасположенных слоев, переместившихся за время задержки горения на некоторое расстояние. Поэтому границы отдельных зон (рис. 8.10) на начальном участке расположены в виде наклонных плоскостей: 4 — граница начала зоны II выделения летучих и 5 — граница конца выделения летучих и начала зоны III горения кокса.

По мере выгорания топлива (кокса) расход воздуха начинает превышать количество воздуха, потребное для горения, температура в слое устанавливается достаточно высокая и процесс горения начинает распространяться из середины слоя как вниз (окислительная зона *IIIa*), так и вверх (восстановительная зона *IIIб*). Кривая 6 — граница зоны завершения горения основной массы топлива, далее находится зона *IV* шлака с небольшим количеством несгоревшего топлива.

При горении топлива потребность в воздухе по длине меняется (см. кривую 1): в процессе сушки в зоне *I* и в конце зоны *IV* она минимальна, а в зонах выделения летучих и горения кокса (*II*, *IIIa*, *IIIб*) наибольшая.

При общем подводе воздуха под решетку вследствие уменьшения сопротивления слоя топлива на решетке его расход по мере выгорания топлива возрастал бы в соответствии с кривой 2 на рис. 8.10, т.е. использовался бы неэффективно. Поэтому для сжигания топлива воздух под решетку подают позонно, через секции, что позволяет контролировать соответствие его расхода степени развития процесса горения по кривой 3.

Топка с цепной решеткой обратного хода (см. рис. 8.8, б) оснащена пневмомеханическими забрасывателями 7, установленными перед фронтальной стеной и разбрасывающими топливо по полотну 1 решетки. Для горения топлива подается воздух, распределяемый по длине решетки в соответствии с интенсивностью горения топлива в отдельных зонах. Так как новые порции топлива подаются на слой уже горящего топлива, они поджигаются как снизу (нижнее зажигание), так и сверху (верхнее зажигание). Интенсивность горения топлива в этих топках выше, чем в топках с прямым ходом решетки.

Газы, выходящие из горящего на цепной решетке слоя топлива, наряду с продуктами полного сгорания содержат горючие составляющие и кислород. Для снижения потерь теплоты от химической неполноты сгорания необходимо горючие компоненты и кислород, имеющиеся в топке, хорошо перемешать для завершения горения.

Весьма эффективным способом интенсификации перемешивания газов в топке является применение «острого» дутья, т.е. вдувание воздуха в топочную камеру с большой (50...80 м/с) скоростью в виде относительно тонких струй. Расход воздуха на «острое» (вторичное) дутье составляет 5...10 % общего его расхода.

Для уменьшения потерь теплоты от механической неполноты сгорания необходимо всемерно интенсифицировать выжиг топлива на шлаковом участке решетки. Эффективными в этом отношении являются низко расположенные в этой зоне горячие кирпичные своды. При налаженном процессе горения на решетке должно полностью заканчиваться примерно на расстоянии 0,3...0,5 м от

места сброса шлака с решетки. В месте схода шлака устанавливают шлакосниматель (см. рис. 8.9), который несколько замедляет движение шлака, способствуя его выжигу, а также защищает решетку от оголения.

Чтобы избежать образования наростов шлака на боковых стенах топочной камеры, на уровне верхнего полотна цепной решетки с боковых ее сторон устанавливают водоохлаждаемые панели, представляющие собой коллекторы, включенные в систему циркуляции котла.

Применение горячего дутьевого воздуха способствует интенсификации горения топлива в слое. Предел подогрева воздуха лимитируется условиями работы решетки. Так, при сжигании на решетке антрацита — угольного топлива с малым выходом летучих, для которого тепловыделение происходит в основном в слое, — применяя подогрев воздуха до 150...170 °С. При сжигании топлив с высоким выходом летучих (бурые, каменные угли), для которых тепловыделение в значительной степени переносится в топочный объем, применяют воздух, подогретый до 200...250 °С.

8.4. Топки с кипящим слоем

Эффективное сжигание твердого мелкозернистого (0...20 мм) топлива может быть достигнуто при использовании принципа кипящего слоя. При подаче воздуха под решетку плотный фильтруемый слой при определенных скоростях воздуха начинает расширяться, и при некотором дальнейшем увеличении скорости воздуха частицы приходят в движение.

Объем слоя в результате этого увеличивается в 1,2—1,8 раза в зависимости от интенсивности дутья и размера частиц топлива. Частицы топлива совершают возвратно-поступательное движение по высоте слоя, превращая слой топлива в подобие кипящей жидкости (рис. 8.11, а). По мере выгорания мелкие частицы выносятся в объем топки и там сгорают.

В кипящем слое в отличие от плотного слоя температура горения ниже (до 1000...1200 °С). Температуру кипящего слоя поддерживают на уровне, исключающем плавление золы, во избежание шлакования слоя. Это может быть достигнуто установкой в слое охлаждающих поверхностей, рециркуляцией дымовых газов. Кусочки топлива в кипящем слое интенсивно обдуваются воздухом, что способствует высокой скорости их сжигания.

На рис. 8.11, б показана схема топки с кипящим слоем, в которой топливо из бункера 4 подается в топку 3 на решетку 1. Под решетку вентилятором 8 нагнетается воздух. Из бункера 5 в топливо добавляется размолотый доломит для связывания образующихся при сжигании оксидов серы. Крупные частицы топлива, уноси-

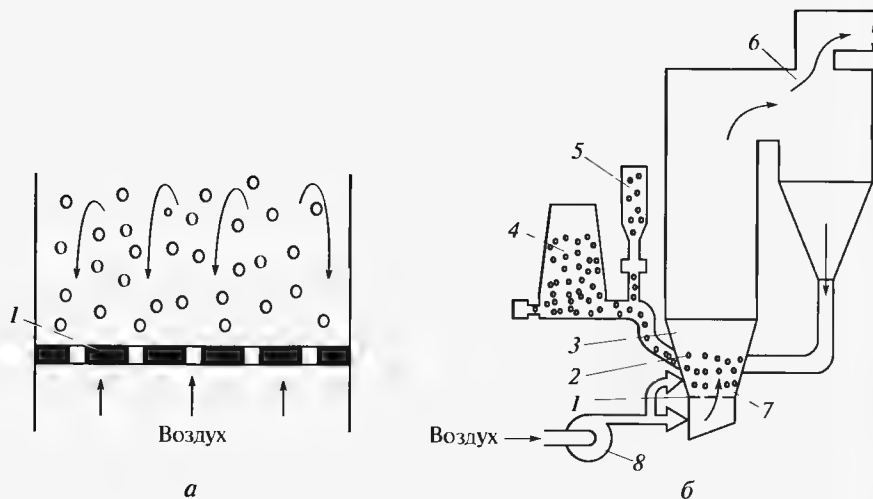


Рис. 8.11. Топки для сжигания топлива в кипящем слое:

а — схема сжигания топлива; *б* — конструкция с высокотемпературным циклоном; 1 — решетка; 2 — топливо; 3 — топка; 4 — бункер угля; 5 — бункер присадки; 6 — высокотемпературный циклон; 7 — погруженная поверхность нагрева; 8 — вентилятор

мые из топки в газоход, улавливаются в высокотемпературном циклоне и возвращаются на дожигание в топку.

Особый интерес к организации сжигания топлив в кипящем слое вызван следующим. Во-первых, для сжигания в кипящем слое пригодны различные твердые топлива, включая низкосортные, крупностью 0...20 мм. При этом значительно сокращаются расходы на топливоприготовление. Расположение погруженной поверхности нагрева 7 в кипящем слое, где коэффициент теплоотдачи составляет 200...300 Вт/(м²·К), обеспечивает существенное снижение металлоемкости установки. Работа с относительно низкотемпературным слоем приводит к значительному уменьшению загрязнения атмосферы, так как большая часть серы, содержащейся в топливе, остается в слое и удаляется вместе с золой. Благодаря более низкой температуре процесса отходящие из кипящего слоя газы практически не содержат токсичных оксидов азота.

Контрольные вопросы

1. По каким признакам и каким образом осуществляется классификация слоевых топок?
2. Какова структура горящего слоя твердого топлива, лежащего неподвижно на колосниковой решетке?

3. Укажите распределение температур и характер газообразования по высоте горящего слоя твердого топлива.

4. Каковы устройство и принцип действия слоевой топки с неподвижной колосниковой решеткой и неподвижным слоем топлива?

5. Каким образом осуществляется механизация загрузки топлива в слоевых топках?

6. Каковы устройство и принцип действия топки с неподвижной решеткой и перемещающимся слоем топлива?

7. Опишите устройство и принцип действия топки скоростного горения с зажатым слоем.

8. Каковы устройство и принцип действия топки с шурующей планкой?

9. Раскройте особенности устройства и принцип действия механизированной топки с движущейся колосниковой решеткой.

10. Какие приемы используются в механизированных топках с движущейся колосниковой решеткой для снижения потерь теплоты и интенсификации процесса горения топлива?

11. Каковы устройство и принцип работы топки с кипящим слоем?

СЖИГАНИЕ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА В ПЫЛЕВИДНОМ СОСТОЯНИИ

9.1. Особенности сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии

На современных тепловых электрических станциях твердое топливо при сжигании в камерных топках предварительно измельчают и в виде пыли в смеси с воздухом вдувают в топочную камеру, где оно сгорает, находясь в потоке газов во взвешенном состоянии. Для превращения крупных кусков влажного топлива в пригодную для сжигания сухую угольную пыль твердое топливо подвергают процессу подготовки в системе пылеприготовления, заключающемуся в предварительном грубом дроблении на куски в несколько десятков миллиметров, подсушке и дальнейшем размоле до пылевидного состояния с размером частиц в несколько десятков или сотен микрометров.

Превращением кускового топлива в угольную пыль достигается многократное увеличение поверхности реагирования. Так, если кусочек угля диаметром 15 мм раздробить на частицы размером 50 мкм, то суммарная площадь поверхности полученных частиц в 300 раз будет больше поверхности исходной частицы. При увеличении поверхности реагирования существенно улучшаются условия сжигания, так как горение топлива является гетерогенным процессом (топливо и окислитель находятся в разных агрегатных состояниях — соответственно в твердом и газообразном), происходящим на поверхности частиц топлива.

Основными преимуществами сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии являются следующие:

- возможность сжигания с достаточно высоким КПД любого топлива, включая малореакционные антрациты, а также высоко-влажные и высокосольные угли и отходы углеобогащения;
- практически неограниченная по условиям сжигания топлива единичная мощность котла;
- полная механизация топочного процесса, легкость регулирования, возможность полной автоматизации топочного процесса;
- отсутствие подвижных деталей в топке, что повышает эксплуатационную надежность агрегата.

Недостатками сжигания топлива в пылевидном состоянии являются:

- сложность, громоздкость и в большинстве случаев высокая стоимость оборудования пылеприготовления;

- значительный расход электроэнергии на приготовление пыли, например, для антрацита составляющий 25... 30 кВт·ч/т;
- низкие (0,1... 0,3 МВт/м³) объемные плотности тепловыделения в топке при факельном сжигании твердого топлива, что объясняется малой массовой концентрацией топлива в единице объема топки (20... 30 г/м³), а также неблагоприятными условиями подвода окислителя к поверхности реагирования и отвода продуктов сгорания вследствие низкой относительной скорости горящих частиц в газозвдушенном потоке.

9.2. Технологическая схема пылеприготовления

Поступающее на электростанцию твердое топливо имеет обычно куски размером до 200 мм и более и до подачи его в углеразмольные мельницы претерпевает ряд подготовительных операций собственно перед процессом размола.

Первичная обработка топлива заключается в удалении из него металлических предметов и щепы, далее следуют грохочение и дробление. Удаление металлических предметов (болтов, гаек, железнодорожных костылей и т.д.) необходимо для предотвращения поломки механизмов системы пылеприготовления с помощью магнитных сепараторов. С помощью щепопуловителей удаляют из топлива древесную щепу, попадающую в уголь в процессе его добычи, что предотвращает забивание элементов системы пылеприготовления получающейся из щепы «древесной ватой».

При поступлении высоковлажных топлив наблюдается потеря его сыпучести, что приводит к «замазыванию» пылеприготовительных механизмов, заключающемуся в налипании сырого топлива на их стенки. Для предупреждения этого явления производят частичную подсушку топлива, снижая содержание его внешней влаги на 4... 6 %. В зимних условиях наблюдается смерзание влажного топлива и примерзание его к стенкам топливоподающих устройств. Для борьбы со смерзанием применяют отопление помещений всего тракта топливоподдачи от разгрузочного сарая, куда поступает топливо при разгрузке железнодорожных вагонов, до бункеров сырого угля у мельниц.

Освобожденный от металлических предметов уголь подвергается грохочению для отделения крупных кусков топлива от мелких. Для этого топливо пропускают сквозь качающиеся сита-решетки с размером отверстий 10... 15 мм. Куски более 10... 15 мм направляются в дробилки, а куски меньшего размера — мимо дробилок. Качество дробления определяют путем рассева дробленого топлива на сите с размером ячеек 5×5 мм по величине остатка на сите в процентах от начальной массы пробы, обозначаемого R_5 (здесь индекс «5» указывает на размер отверстия в сите в миллиметрах).

Обычно дробление проводят так, чтобы остаток на сите с указанными ячейками составлял не более 20 %.

Для дробления топлива используют молотковые или валковые дробилки. В первом случае дробление топлива происходит за счет удара вращающихся молотков, шарнирно укрепленных на валу ротора. Валковые дробилки выполняют в виде вращающихся навстречу один другому валков с насаженными на них шипами — зубьями.

Из дробилки топливо поступает в систему пылеприготовления, где подвергается интенсивной подсушке и размолу, в результате чего получается угольная пыль, которая пневмотранспортом подается к горелкам котельного агрегата.

9.3. Физические свойства угольной пыли

Тонкость помола и зерновая характеристика угольной пыли. Угольная пыль представляет собой сухой тонкий порошок с размерами частиц от самых мелких пылинок крупностью 0,1 мкм до более крупных (300...500 мкм). Тонкость помола характеризуется остатками на стандартных ситах с ячейками размером 50; 90; 200; 500 и 1000 мкм. Остаток на сите обозначается обычно буквой R . Так, запись $R_{90} = 10\%$ означает, что остаток на сите с размером ячеек 90 мкм составляет 10 % исследуемой порции пыли, а вся остальная пыль проходит через ячейки этого сита.

Представление о фракционном составе пыли дает зерновая характеристика (рис. 9.1), для построения которой выполняют определение остатков на ситах с разным размером ячеек.

Целесообразная тонкость помола топлива зависит от вида топлива, его стоимости, реакционной способности, конструкции топki и горелочных устройств и т. д., и определяется на основе технико-экономических расчетов. Уменьшение частиц пыли приводит

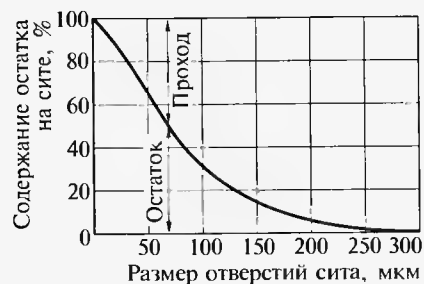


Рис. 9.1. Зерновая характеристика пыли

к росту общей реакционной ее поверхности, что благоприятствует сжиганию топлива, однако связано с увеличением расхода энергии на пылеприготовление. С огрублением помола расход электроэнергии на пылеприготовление уменьшается, однако увеличиваются потери теплоты от механической неполноты сгорания. При выборе наиболее целесообразной тонкости помола в каждом конкретном случае сравнивают затраты на пылеприго-

товление $Z_{\text{пыл}}$, руб., с дополнительными затратами, связанными с потерей топлива от механической неполноты сгорания Z_1 , руб. По суммарной кривой этих затрат (рис. 9.2) определяют оптимальную тонкость помола, соответствующую минимальным затратам.

Оптимальные числовые значения R_{90} , полученные по данным испытаний, зависят от вида мельниц. При размоле топлив в шаровых барабанных мельницах для угля марки АШ $R_{90} = 6...7\%$, для угля марки Т $R_{90} = 8...10\%$ и для каменных углей $R_{90} = 20...25\%$. При размоле топлив в молотковых мельницах для бурых углей $R_{90} = 55...60\%$, для каменных углей $R_{90} = 25...30\%$, для сланцев $R_{90} = 35...40\%$.

Плотность пыли. Различают виды плотности пыли, кг/м³: насыпную $\rho_{\text{нас}}$, кажущуюся (объемную) $\rho_{\text{каж}}$ и истинную $\rho_{\text{ист}}$, которые определяются из следующих соотношений:

$$\rho_{\text{нас}} = G/V_{\text{общ}}; \rho_{\text{каж}} = G/V_{\text{каж}}; \rho_{\text{ист}} = G/V_{\text{тв}},$$

где G — масса пыли, кг; $V_{\text{общ}}$ — общий объем пробы пыли, м³; $V_{\text{общ}} = V_{\text{тв}} + V_{\text{пор}} + V_{\text{возд.пром}}$; $V_{\text{тв}}$ — объем твердой фазы угольных частиц, м³; $V_{\text{пор}}$ — суммарный объем пор внутри частиц, м³; $V_{\text{возд.пром}}$ — объем воздушных промежутков между частицами, м³; $V_{\text{каж}} = V_{\text{тв}} + V_{\text{пор}}$.

Величина насыпной плотности используется при расчете емкости пылевых бункеров, производительности пылепитателей, забирающих угольную пыль из пылевого бункера и подающих ее в пылепроводы к горелкам.

Величина кажущейся плотности применяется при расчете пылевых циклонов, пылеугольных сепараторов, пневмотранспортных устройств подачи пыли.

Угольная пыль энергично адсорбирует воздух, вследствие чего насыпная плотность всегда меньше единицы. Пыль не выдерживает сосредоточенной нагрузки, поэтому в пылевом бункере можно утонуть. При проведении работ в бункере (ремонт уровнемера и др.) должны соблюдаться меры предосторожности.

Насыпная плотность свеженасыпной пыли находится в пределах 500...700 кг/м³, а уплотненной 800...900 кг/м³.

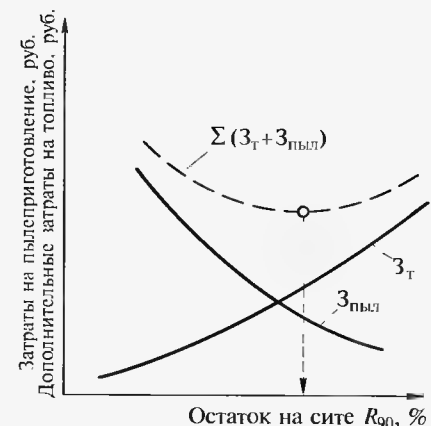


Рис. 9.2. Графики, используемые для определения оптимальной тонкости помола топлива:

$Z_{\text{пыл}}$ — затраты на пылеприготовление;
 Z_1 — дополнительные затраты, связанные с потерей топлива от механической неполноты сгорания

Поверхность угольной пыли. Характеристикой дисперсности (тонины помола) является удельная поверхность пыли, т.е. суммарная поверхность частиц 1 кг пыли $F_{пл}$, м²/кг. Поверхность $F_{пл}$ колеблется для пыли разных марок в значительных пределах, от 2000 м²/кг для пыли АШ при нормативной тонкости помола $R_{90} = 7\%$ до 300 м²/кг для пыли бурого угля при нормативной тонкости помола $R_{90} = 60\%$.

Влажность пыли. Важной характеристикой угольной пыли является ее влажность $W_{пл}$, %. Чем больше подсушена пыль, т.е. чем меньше $W_{пл}$, тем легче воспламеняется и лучше протекает процесс горения.

В процессе размола уголь подсушивается за счет теплоты горячего воздуха или топочных газов до величины, близкой к аналитической (гигроскопической) влажности топлива, т.е. влажности топлива, получаемой при подсушке до равновесного состояния в воздушной среде при температуре 20 °С и относительной влажности $65 \pm 5\%$.

Более глубокая подсушка не допускается из условий взрывобезопасности и самовозгорания пыли. В то же время недостаточная подсушка затрудняет транспортирование пыли по трубам системы пылеприготовления и подачу ее к горелкам и резко ухудшает процесс размола, ведет к снижению производительности мельниц и увеличению расхода энергии на размол.

Взрываемость пыли. Угольная пыль почти всех топлив, за исключением АШ, обладает склонностью к образованию вместе с воздухом взрывоопасной смеси. Наиболее взрывоопасными являются пылевидные частицы размером менее 0,2 мм торфа и сланца, менее 0,15 мм бурых углей и менее 0,12 мм каменных углей.

Взрыв угольной пыли может быть следствием воспламенения выделяющихся при нагревании пыли летучих горючих газов, вступающих в реакцию с кислородом газовой среды, в которой пыль находится.

На взрывоопасность угольной пыли влияет процентное содержание кислорода в пылевоздушной среде, величина выхода летучих V^I , температура сушильного агента за мельницей t_m'' , влажность W^p и зольность A^p рабочей массы топлива, влажность пыли, тонкость помола, концентрация пыли в пылевоздушной смеси.

Чем больше выход летучих, тем больше опасность взрыва. Лишь при выходе летучих менее 8% топливо является взрывобезопасным. Такими топливами, например, являются донецкий антрацит АШ ($V^I = 3,5\%$), полуантрацит ПА ($V^I = 7,5\%$). Чем выше температура сушильного агента за мельницей, тем больше опасность взрыва, поэтому температура t_m'' для большинства топлив не должна превышать 70...80 °С, а для тощих углей — $t_m'' \leq 130$ °С.

Чем больше влажность и зольность рабочего топлива, тем меньше опасность взрыва.

Чем пыль тоньше, тем больше ее поверхность и тем быстрее она прогревается и опасность взрыва возрастает.

Транспортные свойства угольной пыли. Угольная пыль хорошо транспортируется потоком воздуха или продуктами сгорания. Пылевоздушная смесь образует весьма подвижную эмульсию, обладающую свойствами жидкости, и легко перекачивается по трубам. В индивидуальных системах пылеприготовления, располагаемых непосредственно у котельных агрегатов, концентрация пыли в воздушной смеси сравнительно невелика и составляет обычно 0,5—1 кг пыли на 1 кг воздуха.

При наличии центрального пылезавода транспортировка пыли из бункеров пылезавода к бункерам котлов осуществляется при высоких ее концентрациях (порядка 30...35 кг пыли/кг воздуха) по трубопроводам малого сечения перекачивающими насосами, в которых пыль смешивается со сжатым воздухом, имеющим давление 0,5...1 МПа. Перекачка высококонцентрированной пылевоздушной смеси может проводиться на большие расстояния, порядка нескольких сотен метров.

Коэффициент размолоспособности топлива. Процесс размола топлива как хрупкого материала подчиняется закону Риттингера: затраты энергии на измельчение материала пропорциональны величине образующейся поверхности пыли.

В связи с трудностями определения расхода энергии на размол на практике пользуются так называемым лабораторным относительным коэффициентом размолоспособности топлива $K_{л.о.}$. Последний может быть определен как отношение удельных расходов электроэнергии при размоле в стандартной лабораторной мельнице эталонного наиболее твердого топлива (например, донецкого антрацитового штыба марки АШ) и исследуемого i -го топлива при условии, что оба топлива размалывают при влажности воздушно-сухого состояния от одинакового начального размера частиц до одинаковой тонкости помола.

По методу ВТИ коэффициент размолоспособности $K_{л.о.}$ определяется с помощью стандартной шаровой барабанной мельницы, в которую загружается проба воздушно-сухого топлива в количестве 500 г и ведется размол в течение 15 мин. Продукт размола рассеивают на сите 90 мкм, определяя величину остатка R_{90} . По отношению величин R_{90} для исследуемого i -го топлива и эталонного определяется $K_{л.о.}$

В качестве примера приведены числовые значения $K_{л.о.}$ для углей некоторых марок ряда месторождений: Липовещкий Д — 0,7, Анадырский Д — 0,9, Назаровский Б — 1,1, Ирша-Бородинский Б — 1,2, Челябинский Б — 1,3, Воркутинский Ж — 1,5, Подмосковный Б — 1,7, Донецкий Т — 1,8, Ленинградский сланец — 2,5.

Абразивность топлива. Процесс размола топлив сопровождается износом поверхности мелющих органов. Степень износа последних

и длительность кампании мельниц зависят в основном от абразивности топлива и износостойкости материала мелющих органов.

Абразивные свойства угля характеризуются коэффициентом абразивности, под которым понимают удельную величину износа мелющих органов, выполненных из стали марки Ст 3.

Отношение коэффициента абразивности данного топлива к соответствующему значению для взятого за эталон условного топлива называется относительным коэффициентом абразивности. Далее приводятся числовые значения относительного коэффициента абразивности для некоторых углей: антрацитовый штыб АШ — 1, Черемховский Д — 2,2, Воркутинский ПЖ — 1,43, Ангренский Б — 1,1, Подмосковный Б — 0,9...1,0, Кемеровский Т — 0,8, Канский Б — 0,57.

9.4. Схемы пылеприготовления

Для размола топлива применяют центральные и индивидуальные системы пылеприготовления.

Принципиальная схема центральной системы пылеприготовления приведена на рис. 9.3, а. Предварительно подготовленное топливо из бункера 1 сырого дробленого угля поступает в сушилку 2, далее в мельницу 3, а затем в центральный бункер 4 готовой пыли. Насосом 5 пыль подается в расходные пылевые бункера 6 котлов. Из бункеров пыль подают в топочную камеру 8. Одновременно в камеру подается воздух вентилятором 7.

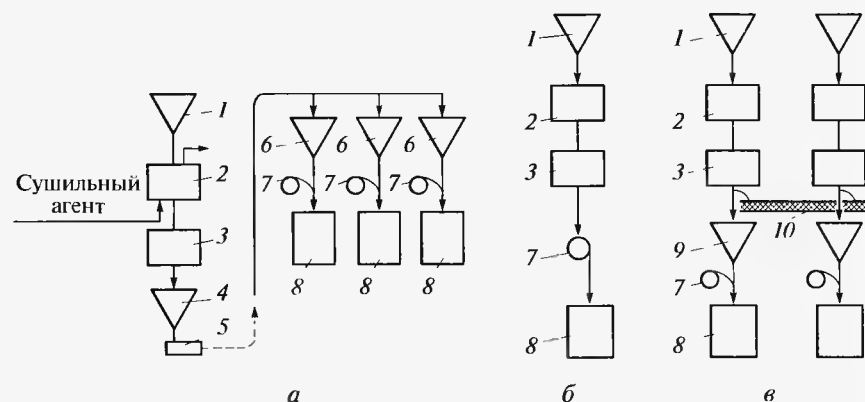


Рис. 9.3. Принципиальные схемы систем пылеприготовления:

а — центральная; б — индивидуальная с прямым вдуванием; в — индивидуальная с промежуточным пылевым бункером; 1 — бункер сырого дробленого угля; 2 — сушилка; 3 — мельница; 4 — центральный бункер готовой пыли; 5 — насос для пыли; 6 — расходные бункера; 7 — вентиляторы; 8 — топочные камеры котлов; 9 — промежуточный бункер; 10 — шнек для пыли

Положительной особенностью центральной схемы пылеприготовления является независимость работы размольных установок от работы котла. Мельница может работать периодически, но с полной нагрузкой, когда расход электроэнергии на пылеприготовление получается наименьшим. В топку котла пыль подается подсушенной до заданной влажности.

Центральные схемы пылеприготовления всегда разомкнуты по сушке, т.е. отработанный сушильный агент вместе с некоторым количеством неуловленного топлива сбрасывается в атмосферу. Центральная система пылеприготовления, представляющая собой фактически пылезавод, применяется в настоящее время для блоков мощностью более 500...800 МВт.

В индивидуальной системе пылеприготовления предусмотрено приготовление пыли непосредственно у котельной установки с использованием для сушки топлива и его пневмотранспортировки горячего воздуха или продуктов сгорания, образующихся в котле. Различают индивидуальные системы пылеприготовления с прямым вдуванием и с промежуточным пылевым бункером.

Индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием (рис. 9.3, б) отличается жесткой связью мельничного оборудования с котлом. Изменение нагрузки котла требует изменения и режима работы мельничного оборудования. При работе котла со сниженной нагрузкой мельница оказывается недогруженной. В то же время при уменьшении производительности мельничного оборудования снижается и нагрузка котла.

В индивидуальной системе пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером (рис. 9.3, в) работа пылеприготовительного оборудования не зависит от работы котла, что является основным достоинством этой системы. Наличие промежуточного пылевого бункера 9 повышает надежность установки. Этому способствует связь мельничных устройств отдельных котлов, обеспечивающая возможность с помощью пылевого шнека 10 передавать пыль в случае необходимости от одного котла другому. В индивидуальной схеме пылеприготовления с промежуточным бункером также имеется возможность наиболее полно загружать мельничное оборудование.

Индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием находит применение при сжигании высокорекреакционных бурых и каменных углей, допускающих наиболее грубый помол. Индивидуальная система пылеприготовления с промежуточным бункером применяется для мощных котлов при работе на тощих и малореакционных топливах, требующих тонкого помола.

Работа системы пылеприготовления при пониженной нагрузке приводит к существенному увеличению удельного расхода электроэнергии на размол твердого топлива и затрат энергии на собственные нужды электростанции или котельной.

9.5. Сушка топлива перед его сжиганием

Для улучшения размола топлива, хранения и транспортирования пыли, а также для интенсификации ее зажигания и горения топливо подсушивают.

Сушка топлива может осуществляться по замкнутой и разомкнутой схемам. При замкнутой схеме отработавший в системе пылеприготовления сушильный агент вместе с пылью направляют в топку. При разомкнутой схеме отработавшие сушильные газы сбрасывают в атмосферу. Примером разомкнутой схемы является центральная система пылеприготовления (см. рис. 9.3, а), а примером замкнутой схемы являются индивидуальные схемы пылеприготовления (см. рис. 9.3, б и в).

Для относительно сухих углей при внешней влажности, не превышающей 10 %, сушку топлива ведут одновременно с размолотом в мельничном устройстве путем подачи внутрь мельницы горячего воздуха или продуктов сгорания.

Для влажных топлив с внешней влажностью 15...20 % частичная предварительная подсушка может осуществляться по замкнутой схеме непосредственно перед мельничным устройством в коротких сушильных трубах. Окончательная подсушка топлива выполняется в мельнице в процессе размола.

Для высоковлажных топлив с внешней влажностью более 20 % возможно применение предварительной сушки топлива в отдельном сушильном устройстве с разомкнутой схемой сушки, т.е. с выбросом отработавшего сушильного агента с водяными парами в атмосферу.

Для предварительной подсушки топлива перед мельницей применяют различные типы сушилок: газовые барабанные, паровые трубчатые, пневматические (трубы-сушилки), с кипящим слоем и т.д.

Значительно интенсивнее, чем в обычных сушилках, протекает сушка при совмещении ее с размолотом топлива, что связано с резким увеличением при этом поверхности угля.

Значение конечной влажности пыли определяется по условиям самовозгорания и взрывобезопасности. Так, например, влажность подсушенной пыли АШ должна быть 0,5...1 %, подмосковного угля — 11...16 %, торфа — 35...40 %.

9.6. Мельницы для приготовления пыли

Шаровая барабанная мельница. Тихоходная шаровая барабанная мельница ШБМ (рис. 9.4) представляет собой цилиндрический барабан диаметром 1,5...4 м при длине 2,5...12 м, выложенный внутри волнистыми броневыми плитами 5 из марганцовистой

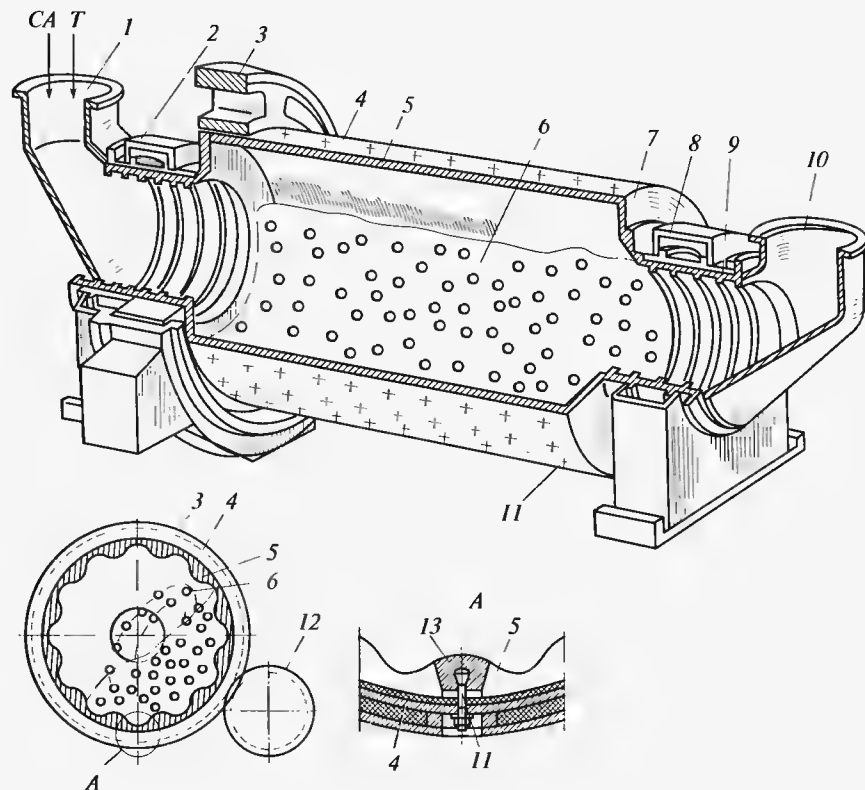


Рис. 9.4. Шаровая барабанная мельница ШБМ:

1 — углеподающий патрубок; 2 — опорно-упорный подшипник; 3 — зубчатый венец (зубчатое колесо); 4 — обечайка; 5 — броневые плиты; 6 — шары; 7 — торцевая стенка; 8 — опорный подшипник; 9 — цапфа; 10 — пылевыводящий патрубок; 11 — болты; 12 — зубчатое колесо; 13 — клиновидная вставка; СА — сушильный агент; Т — топливо

стали толщиной около 100 мм. Барабан заполняется на 15...30 % своего объема стальными шарами диаметром от 25 до 70 мм. Между барабаном и броневыми плитами для уменьшения шума прокладывается слой асбеста толщиной 10...15 мм. Снаружи барабан покрывается слоем войлока толщиной 40...70 мм, выполняющим роль тепловой и звуковой изоляции.

Торцевые стенки 7 конической формы с цапфами 9 опираются на опорно-упорный 2 и опорный 8 подшипники. Уголь поступает в барабан вместе с сушильным агентом (СА) по патрубку 1, а готовая пыль по патрубку 10 отводится к сепаратору и далее к котлу. Размол топлива в мельнице ШБМ осуществляется в основном по принципу удара, а также частично раздавливанием и истиранием кусков в слое. При вращении барабана шары поднимаются на оп-

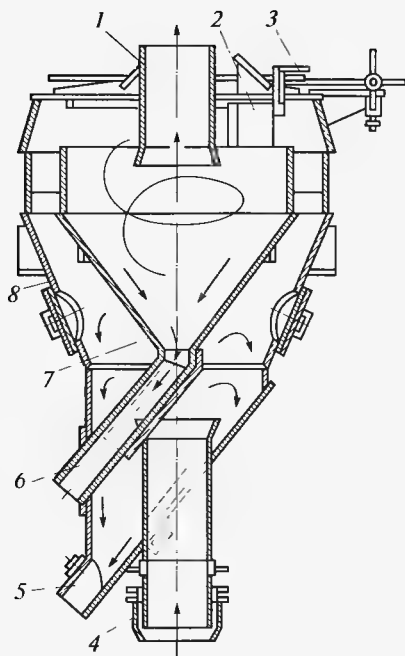


Рис. 9.5. Центробежный сепаратор ШБМ:

1, 4 — выходной и входной патрубки; 2 — лопатка; 3 — привод лопаток; 5, 6 — патрубки отвода уловленной пыли; 7 — внутренний конус; 8 — наружная обечайка (корпус); стрелками показано движение пылевоздушной смеси

сом 7 пылевоздушная смесь тормозится и из нее при уменьшении скорости выпадают крупные частицы, которые скапливаются в нижней части и скатываются по патрубку 5 в мельницу. Остальная пыль по кольцевому зазору поступает в закручивающий аппарат с поворотными лопатками 2, имеющими привод 3. В закрученном пылевом потоке более крупные частицы под действием центробежных сил прижимаются к внутренним стенкам конуса 7 и выпадают в патрубок 6 и далее передаются в мельницу, а оставшаяся мелкая пыль с транспортирующим агентом по выходному патрубку 1 поступает к горелкам котла.

Положительной особенностью ШБМ является ее универсальность, т.е. пригодность для размола с одновременной сушкой как мягких топлив с повышенной влажностью, так и твердых топлив, например, типа АШ. В ШБМ можно получать пыль любой тонкости помола; возможно достижение большой единичной мощности

ределенную высоту, затем падают и разбивают кусочки угля. По мере износа шары добавляются в мельницу по специальному трубопроводу у углеподающего патрубка.

Мельница получает вращение от электродвигателя через редуктор, приводную шестерню и зубчатый венец 3. Неподвижные углеподающий 1 и пылевыводящий 10 патрубки соединяются с вращающимися полыми цапфами 9 барабана через сальниковые уплотнения. Поступающий в мельницу сушильный агент (воздух или смесь воздуха с продуктами сгорания с температурой не выше 450°C) вентилирует внутренний объем мельницы и выносит готовую пыль. В процессе вентиляции мельницы происходит грубая сепарация пыли, а более полное отделение крупных частиц происходит в сепараторах. В системах с ШБМ наиболее распространены центробежные сепараторы (рис. 9.5).

Поступающая по патрубку 4 в пространство между наружной обечайкой 8 и внутренним конусом

агрегата; отсутствует опасность аварии при попадании в мельницу вместе с углем механических предметов.

К недостаткам ШБМ относятся громоздкость и сложность оборудования, значительный удельный расход электроэнергии на пылеприготовление — $25 \dots 35 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$ пыли при работе на антрацитовом штыбе АШ. В связи с высоким коэффициентом холостого хода, характеризующим затраты энергии на вращение барабана без топлива и достигающим для ШБМ 95 %, потребляемая мельницей мощность практически не зависит от нагрузки. Поэтому для снижения удельного расхода электроэнергии ШБМ следует использовать на режиме максимально высокой производительности.

Шаровая барабанная мельница наиболее целесообразна для размола малореакционных трудноразмалываемых топлив: антрацитового штыба АШ, тощих, твердых каменных углей и отходов углеобогащения для котлов производительностью более 30 т/ч.

Промышленностью выпускаются ШБМ производительностью по антрацитовому штыбу АШ 4...70 т/ч. Наибольшее применение находят ШБМ в индивидуальных системах пылеприготовления с промежуточным бункером.

Шаровая и валковая среднеходные мельницы. Среднеходные мельницы выполняются шаровыми (МШС) либо валковыми (МВС). Измельчение топлива в среднеходных мельницах происходит раздавливанием кусков угля на вращающемся радиальном столе под действием сил раздавливания прижимаемых к столу вращающихся стальных шаров в МШС и конических валков в МВС.

Среднеходная шаровая мельница МШС (рис. 9.6, а) состоит из нижнего кольца 5, вращающегося с частотой $100 \dots 300 \text{ мин}^{-1}$, неподвижного верхнего кольца 3 и размалывающих стальных шаров 4 диаметром 190...270 мм. Шары укладываются между кольцами с зазором 15...20 мм. Давление шаров на топливный слой осуществляется за счет массы шаров, верхнего кольца и главным образом за счет действия трех или четырех пружин 8, нажимающих на верхнее кольцо.

Тарельчатым питателем 2 по течке топливо подается на вращающуюся нижнюю тарелку и под действием центробежной силы частицы топлива отжимаются к шарам.

Поступающий в нижнюю часть мельницы через патрубок 6 горячий воздух захватывает пыль и направляет ее в сепаратор 1, откуда крупные частицы возвращаются обратно на размол, а мелкие частицы по патрубку 10 направляются к горелкам котельного агрегата.

Производительность МШС составляет 3,5...50 т/ч.

Мельница валковая среднеходная МВС приведена на рис. 9.6, б. Размалываемое топливо поступает на вращающийся плоский стол 12, по которому перекатываются два конических валка 11, прижимаемые пружинами 8 к столу. Попадая под валки, топливо раз-

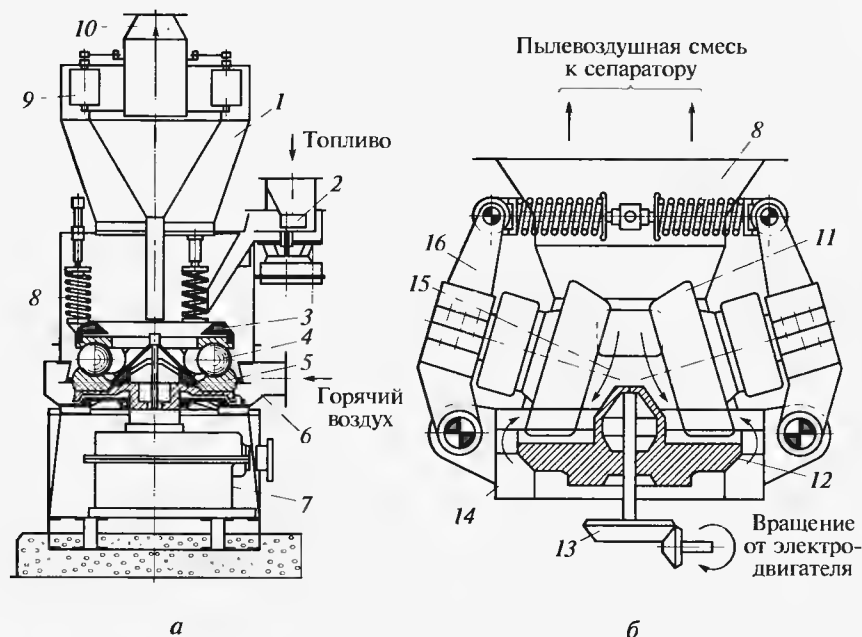


Рис. 9.6. Среднеходная шаровая МШС (а) и среднеходная валковая МВС (б) мельницы:

1 — сепаратор пыли; 2 — питатель; 3 — верхнее неподвижное кольцо; 4 — шары; 5 — подвижное нижнее кольцо; 6 — патрубок для подачи воздуха; 7 — приводной механизм; 8 — пружина; 9 — лопатка; 10 — патрубок выдачи пыли; 11 — валки конические; 12 — вращающийся стол; 13 — редуктор; 14 — подвод воздуха; 15 — подача топлива; 16 — рычаги

давливается, подхватывается горячим (до 350 °С) воздухом и выносится в сепаратор. Из сепаратора крупные фракции топлива возвращаются на размольный стол, а подсушенная угольная пыль направляется к горелкам.

МВС имеют производительность 3,8... 14 т/ч.

При работе среднеходных мельниц недопустимо попадание с топливом металлических включений и предметов повышенной прочности, так как раздавливание при этом существенно ухудшается, увеличивается доля крупных кусков, вынос пыли уменьшается, т.е. производительность мельницы резко падает. Влажные зольные угли в этих мельницах слипаются и спрессовываются под размольными органами, в результате чего их размол ухудшается. Поэтому предпочтительнее использовать эти мельницы для относительно сухих малозольных топлив.

Молотковые мельницы. Мельницы данного типа относятся к классу быстроходных. Частота вращения ротора находится в пределах 735... 980 мин⁻¹. Они устанавливаются непосредственно у топок в

индивидуальных системах пылеприготовления с прямым вдуванием. Схема действия такой мельницы показана на рис. 9.7. Мельница состоит из стального корпуса 6 толщиной 10... 15 мм, покрытого изнутри гладкими броневыми плитами толщиной 20... 30 мм. Топливо через течку 5 поступает в мельницу на быстро вращающиеся била 4, которыми оно размалывается и выбрасывается в шахту 1. Одновременно с размолом ведется подсушка топлива, для чего в мельницу подается сушильный агент — воздух или газовоздушная смесь. Тонкая пыль вместе с воздухом подступает в вертикальную шахту 1, а затем через амбразуру 2 сепарирующей шахты пыль поступает в топку 3, а крупные частицы выпадают из потока и снова попадают в мельницу. В молотковую мельницу подается 60... 80 % общего расхода воздуха; остальной (вторичный) воздух подают непосредственно в топку под углом к выходящему пылевоздушному потоку. Шахта над мельницей является простейшим гравитационным сепаратором, где отвеивание пыли происходит под действием силы тяжести. Скорость потока в сечении шахты составляет 3... 4 м/с. Изменение расхода воздуха, подаваемого в шахту, приводит к изменению скорости воздуха, а следовательно, и степени измельчения пыли, поступающей из мельниц в топку.

Кроме реализации принципа гравитационной сепарации пыли в шахте (см. рис. 9.7) в системе молотковых мельниц применяют также инерционные и центробежные сепараторы, обеспечивающие более тонкий помол. Инерционные сепараторы применяют

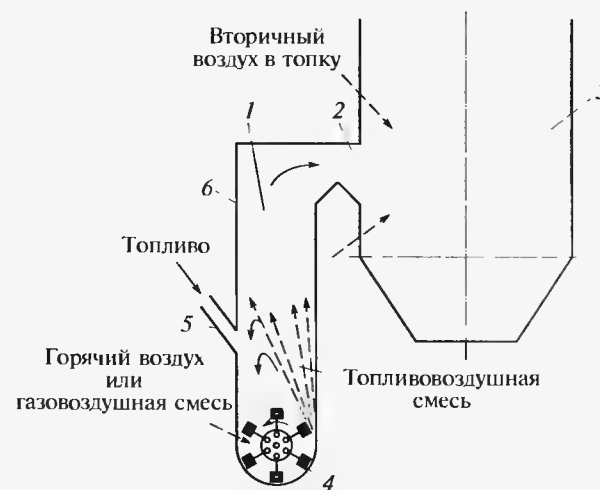


Рис. 9.7. Схема действия молотковой мельницы и ее компоновки с топкой котла:

1 — шахта; 2 — амбатура; 3 — топка; 4 — била; 5 — течка для подачи топлива; 6 — корпус

при размоле бурых углей и сланцев, а центробежные сепараторы в сочетании с молотковыми мельницами большой производительности — для бурых и каменных углей. В молотковые мельницы допускается подача сушильного агента при температуре 350...450 °С.

В зависимости от способа подвода горячего сушильного агента к мельнице различают: молотковые мельницы аксиальные ММА (с аксиальным подводом воздуха вдоль оси ротора с торцов мельницы), тангенциальные ММТ (с тангенциальным подводом воздуха вдоль одной из продольных стенок корпуса мельницы по касательной к окружности ротора), с комбинированным подводом воздуха ММАТ (одну часть воздуха подают тангенциально, а другую — аксиально).

Молотковые аксиальные мельницы характеризуются более значительной, чем в тангенциальных, самовентиляцией мельницы, меньшей склонностью к завалу топливом при перегрузке. Молотковые тангенциальные мельницы более компактны, отличаются меньшим удельным расходом энергии на помол и более равномерным износом бил.

На рис. 9.8 приведена молотковая мельница ММА с аксиальным (осевым) подводом сушильного агента. Корпус 1 мельницы защищен съемной броней. Воздух подводится к мельнице аксиально по патрубкам 3 с двух сторон. Ротор 4 мельницы представляет собой вал, на котором на шпонках укреплен ряд дисков, дистанционируемых по длине вала установочными втулками. К дискам на шарнирах свободно подвешиваются билодержатели, к другим концам которых шарнирно крепятся била 2 (молотки). Опорами вала служат два самоустанавливающихся роликовых подшипника качения. Подшипник со стороны электродвигателя 5 является опорно-упорным и вал расширяется в противоположную сторону. Производительность мельниц ММА по бурому углю 2,7...24 т/ч.

Основными недостатками молотковых мельниц является сравнительно быстрый износ бил и необходимость их замены через 300...600 ч работы. Расход электроэнергии на 1 т помола 5...12 кВт·ч.

Мельница-вентилятор. На рис. 9.9 приведена так называемая мельница-вентилятор, посредством которой осуществляются наряду с размолом топлива подсос сушильного агента и транспортировка пылевоздушной смеси к горелкам. Мельница имеет стальной корпус 2, покрытый изнутри броневыми плитками. Ротор состоит из мелющего колеса-вентилятора 3 с лопатками. К лопаткам мелющего колеса крепятся броневые била. Для повышения производительности мельниц, экономичности размола, уменьшения износа лопаток и диска используется двухступенчатый размол топлива с предвключенной бильной частью 5. Последняя представляет собой несколько рядов молотков, расположенных на валу мельницы-вентилятора. Под действием центробежных сил частично размолотое в первой ступени топливо отбрасывается к наружной поверхности

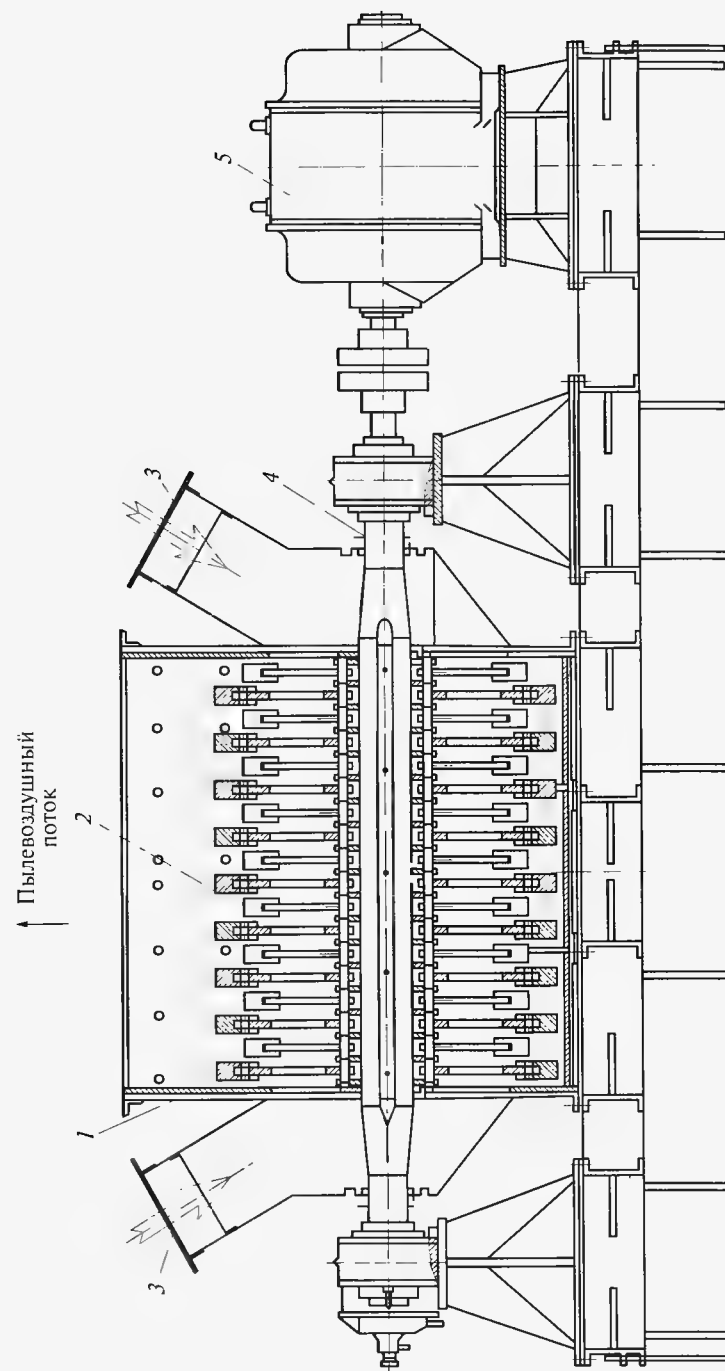


Рис. 9.8. Молотковая мельница ММА с аксиальным подводом сушильного агента:

1 — корпус; 2 — била; 3 — патрубки для подвода сушильного агента; 4 — ротор; 5 — электродвигатель

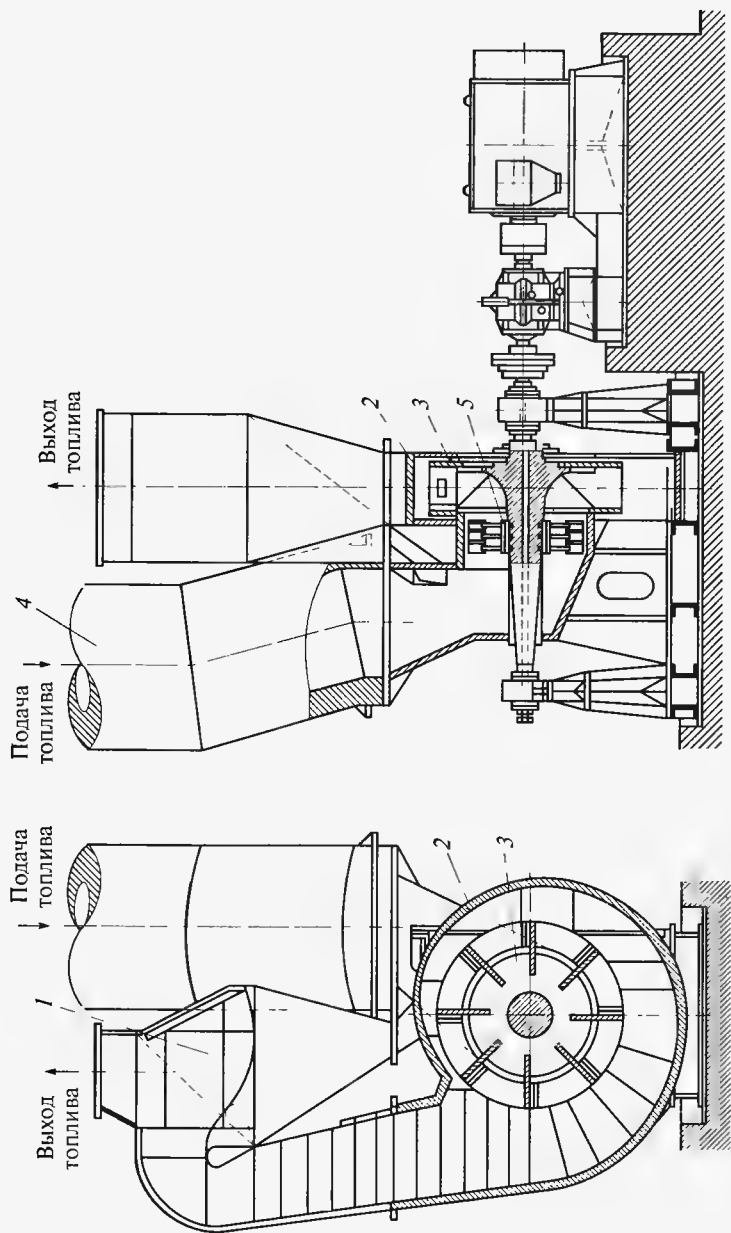


Рис. 9.9. Мельница-вентилятор с предвключенной бильной частью:

1 — инерционный сепаратор; 2 — корпус; 3 — мелющее колесо-вентилятор; 4 — канал подвода топлива и горячего воздуха (сушильного агента); 5 — предвключенная бильная часть

бильной части корпуса и с сушильным агентом по кольцевому зазору поступает равномерно по всей окружности приемной части вентилятора. Благодаря этому лопатки вентиляторного колеса равномерно нагружаются, т.е. предотвращается концентрированный удар массы топлива о диск.

Топливо, поступающее в мельницу по каналу 4, засасывается на бильные элементы ротора вместе с сушильным агентом (обычно — топочными газами с температурой 950...1100 °С). В расположенной перед мельницей-вентилятором нисходящей шахте происходит интенсивная сушка топлива с удалением большей доли его внешней влаги. Размолотый продукт с охлажденным сушильным агентом нагнетается крыльчаткой агрегата в инерционный сепаратор 1, из которого крупные частицы возвращаются в мельницу, а мелкие газовым потоком выносятся по пылепроводам к горелкам.

Температура сушильного агрегата за сушильной камерой, т.е. перед самой мельницей, не должна превышать 450...500 °С. Содержание O_2 с учетом испарения влаги должно быть не ниже 15...16 %, что делает установку взрывобезопасной.

Суммарный напор, развиваемый мельницей-вентилятором, составляет 1...2 кПа (100...200 мм вод. ст.). Напор расходуется на преодоление сопротивления сушильного тракта, находящегося под разрежением, и сопротивления сепаратора, пылепроводов и горелок на нагнетательной стороне.

Мельницы-вентиляторы применяются для размолва мягких влажных бурых углей и фрезерного торфа. Единичная производительность мельницы-вентилятора на буром угле более 100 т/ч. Расход энергии на помол 6...10 кВт·ч/т.

9.7. Элементы систем пылеприготовления

В системе пылеприготовления кроме основного оборудования — собственно мельниц имеется ряд вспомогательных элементов: сепаратор, циклон, клапаны-мигалки, непосредственно влияющие на эффективность работы мельниц; пылепитатели, пылеотделители, влияющие на равномерность выдачи пыли в горелочные устройства топки, что сказывается на стабильности работы котельного агрегата.

К важным элементам системы пылеприготовления относятся также взрывные клапаны, устанавливаемые в разных местах тракта движения топлива и пыли: на устройстве для нисходящей сушки топлива, на трубопроводах между мельницей и сепаратором, между сепаратором и циклоном, между циклоном и мельничным вентилятором, а также на сепараторе, циклоне, пылевом бункере и т.д.

Назначением взрывных клапанов, автоматически открывающихся в моменты резкого повышения давления при взрывах угольной пыли в пылесистеме, является защита оборудования от повреждения.

Существующие мельницы выдают в качестве продукта размола не готовую пыль, а смесь мелких пылинок с некоторым количеством крупных частиц размером, достигающим 3...5 мм. Отделение крупных частиц от мелких осуществляется в сепараторах (пылеразделителях). Крупные частицы направляются обратно в мельницу для дальнейшего измельчения. Отделение в сепараторах крупных частиц происходит по принципу воздушной сепарации под действием гравитационных сил при падении скорости потока, либо под действием центробежных сил при сообщении потоку криволинейного движения.

Для отделения из пылевоздушного потока и осаждения готовой пыли, поступающей из сепаратора, служит циклон (или пылеотделитель). Из циклона пыль направляется в пылевой бункер. Циклон (рис. 9.10) имеет корпус 2, входной 1 и выходной 6 патрубки, нижнюю коническую часть 3, внутреннюю трубу (горловину) 5.

Пылевоздушный поток поступает по входному патрубку 1 тангенциально в верхнюю часть циклона со скоростью 18...22 м/с, закручивается, и при движении вниз по спирали между корпусом 2 и внутренней трубой 5 частицы пыли под действием центробежных сил отбрасываются к стенке корпуса и сползают в нижнюю коническую часть 3 циклона. Далее пыль выводится в подциклонный бункерок 4, либо в реверсивный пылевой шнек.

Выходящий из циклона газ (транспортирующий агент) несет с собой неуловленную в циклоне наиболее мелкую пыль в количестве около 10...15 %. Под циклоном устанавливают два последовательно расположенных клапана-мигалки.

Клапан-мигалка (рис. 9.11) автоматически открывается под действием массы скапливающейся

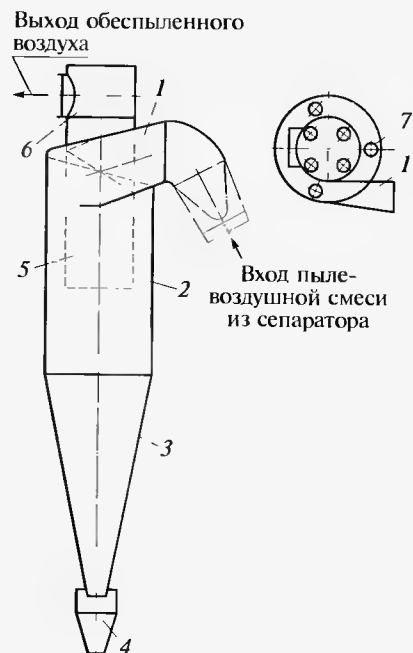


Рис. 9.10. Циклон конструкции НИИОгаз:

1 — входной патрубок; 2 — корпус циклона; 3 — нижняя коническая часть циклона; 4 — подциклонный бункерок; 5 — внутренняя труба; 6 — выходной патрубок; 7 — взрывной клапан

Рис. 9.11. Клапан-мигалка:
1 — клапан; 2 — противовес

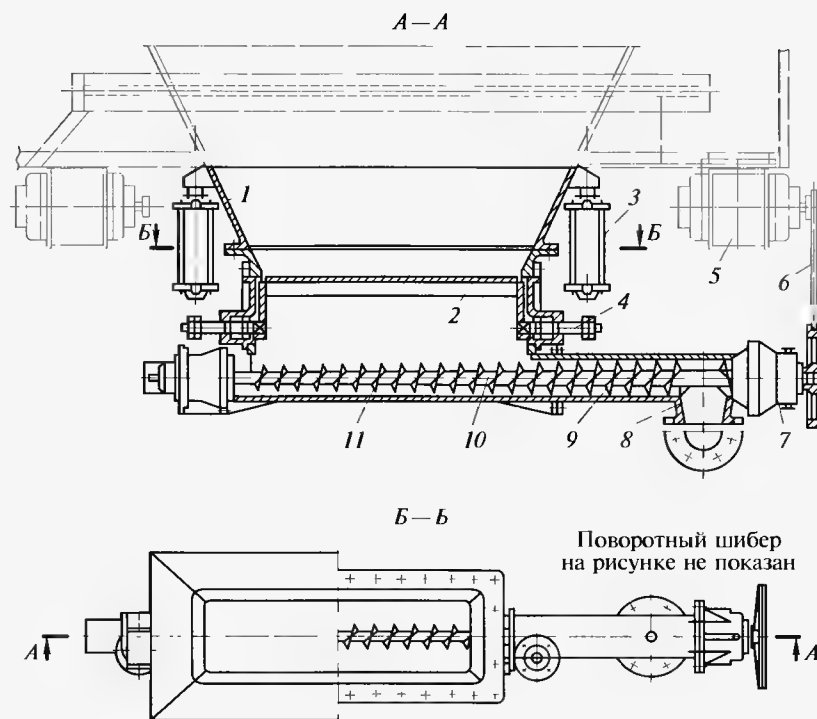
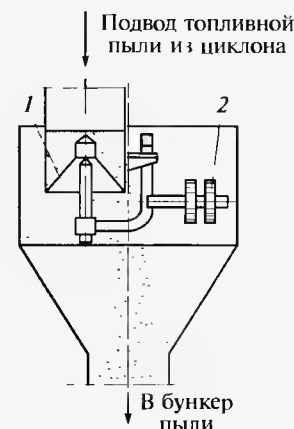


Рис. 9.12. Шнековый пылепитатель:

1 — пылевой бункер; 2 — секторный шибер; 3 — пневмопривод секторного шибера; 4 — ось секторного шибера; 5 — электродвигатель; 6 — привод шнека; 7 — подшипник; 8 — пылевыводящий патрубок; 9 — витки подающей части шнека; 10 — вал шнека; 11 — витки приемной части шнека

ся над ним угольной пыли, а под действием груза — противовеса 2 обратно закрывается после пропуска накопившейся пыли. Клапаны-мигалки устанавливаются также на течке сырого топлива и трубе возврата из сепаратора. Назначением клапана-мигалки является защита того или иного элемента пылесистемы от подсосов воздуха при переходе топлива (пыли) от одной области давления в другую.

В системах пылеприготовления с промежуточным бункером пыль к горелкам подается пылепитателями, установленными в нижней части бункера. Чаще всего применяются шнековые и лопастные пылепитатели.

В шнековом пылепитателе (рис. 9.12) витки приемной части шнека *II* имеют переменный, увеличивающийся к выходу диаметр. Диаметр витков в остальной подающей части шнека *9* сохраняется постоянным. Это способствует равномерной выдаче пыли и препятствует сводообразованию в бункере. Регулирование расхода подаваемой пыли достигается изменением числа оборотов шнека. В выходной части шнека осуществляют подпрессовку пыли уменьшением на 15...20 % шага выходных витков, что предотвращает проход пыли между корпусом и витками и стабилизирует выдачу пыли. Шнековые пылепитатели применяются для пыли бурых и каменных углей, отходов углеобогащения. Для пыли сухих топлив типа АШ применяют лопастные и реже барабанные питатели.

9.8. Пылеугольные горелки и схемы их расположения в топке

Пылеугольные горелки служат для организованного ввода угольной пыли и воздуха в топку. С помощью горелок и рациональной их компоновки в значительной мере организуется топочный процесс: достигаются устойчивое зажигание факела, смесобразование, интенсивное выгорание пыли и бесшлаковочная работа котла.

Для сжигания угольной пыли применяют два основных типа горелок: вихревые и прямоточные. Вихревыми называют горелки, у которых первичный или вторичный воздух закручиваются специальными завихрителями. Закручивание потоков достигается при помощи улиток, устанавливаемых на входе в горелку, или лопаток, устанавливаемых в горелке аксиально или тангенциально в потоке первичного или вторичного воздуха. Принципиальные схемы вихревых горелок приведены на рис. 9.13. Наименование горелки отражает способ ввода первичного (с пылью) и вторичного воздуха. Так, в вихревой пылеугольной горелке ОРГРЭС (рис. 9.14), выполненной по типу прямоточно-улиточной, первичный воздух с пылью подается через центральную трубу прямоточно без закручивания. Вторичный воздух, подаваемый в топку через горелку, закручивается улиткой 6. Аэрозоль поступает в топку через

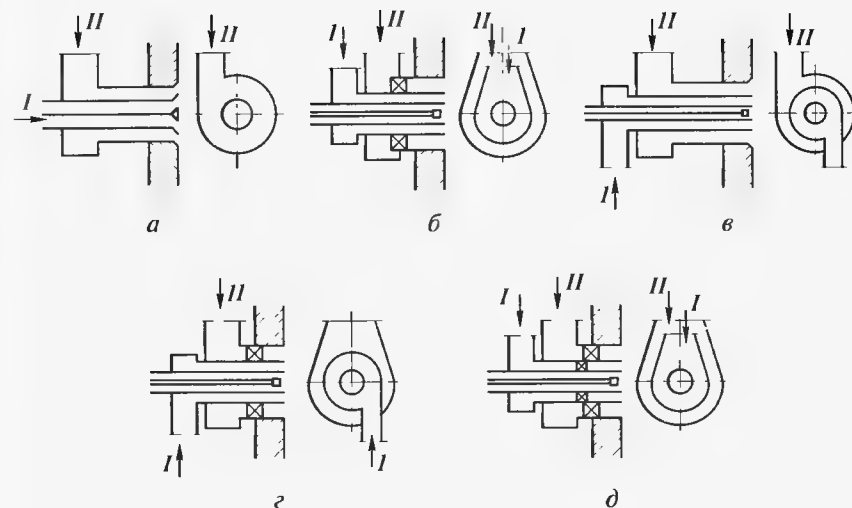


Рис. 9.13. Принципиальные схемы пылеугольных вихревых горелок:
а — прямоточно-улиточная; б — прямоточно-лопаточная; в — двухулиточная; г — улиточно-лопаточная; I — поток первичного воздуха с угольной пылью; II — поток вторичного воздуха

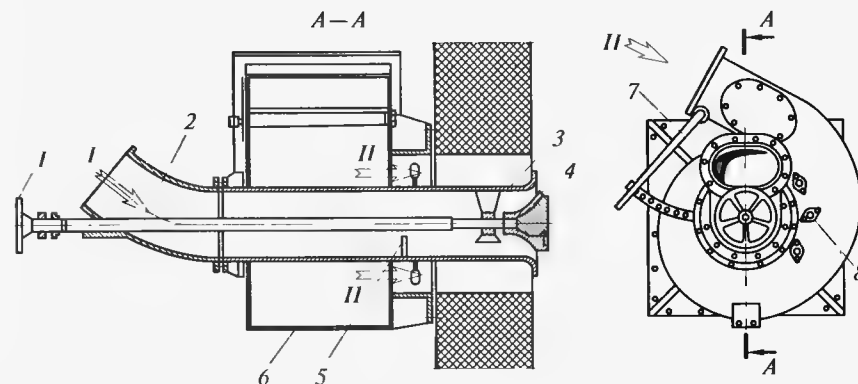


Рис. 9.14. Вихревая пылеугольная горелка ОРГРЭС:

1 — штурвал управления конусом; 2 — входной патрубок первичного воздуха; 3 — наконечник; 4 — конус-рассекатель; 5 — порог; 6 — улитка вторичного воздуха; 7 — рукоятка языкового шибера; 8 — отверстие для мазутной форсунки; I, II — потоки первичного и вторичного воздуха

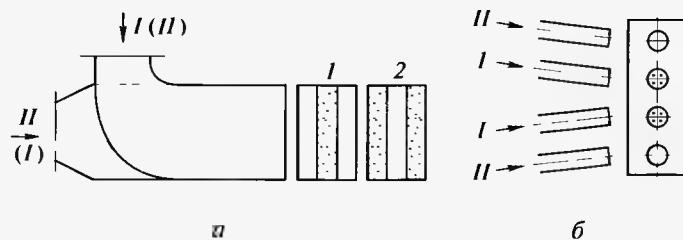


Рис. 9.15. Принципиальная схема прямоточных горелок:

a — прямоточно-щелевая горелка; *б* — прямоточно-сопловая горелка; 1, 2 — внешний и внутренний ввод вторичного воздуха соответственно; I — аэросмесь; II — вторичный воздух

центральную трубу, имеющую на конце чугунный наконечник 3 в виде конуса-рассекателя, который может перемещаться и тем самым обеспечивает хорошее «раскрытие» пылевоздушной смеси. а также подсос горячих топочных газов к корню факела, что интенсифицирует воспламенение топлива. Вторичный воздух, подаваемый через улитку, выходит в топку завихренным через кольцевое пространство, образуемое наконечником и обмуровкой. Для растопки, а также при необходимости подсвечивания пылеугольного факела в корпусе горелки имеется отверстие 8 для установки мазутной форсунки.

В прямоточно-щелевых горелках (рис. 9.15, *a*) подача в топку аэросмеси и вторичного воздуха осуществляется отдельно через узкие щели. Такие горелки выполняются с внешним I и внутренним 2 вводом вторичного воздуха. В прямоточно-сопловых горелках (рис. 9.15, *б*) ввод аэросмеси и вторичного воздуха осуществляется отдельно через круглые сопла.

Полнота сгорания топлива, условия эксплуатационно-надежной работы топki в значительной степени определяются размещением пылеугольных горелок. Наибольшее распространение для камерных топок получили способы фронтального, встречного и углового расположения горелок (рис. 9.16).

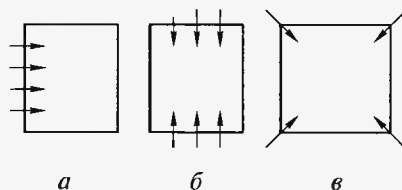


Рис. 9.16. Способы расположения горелок в топочной камере:

a — фронтальное; *б* — встречное; *в* — угловое

При фронтальном расположении горелок (рис. 9.16, *a*) газовые струи развиваются первоначально самостоятельно, а затем сливаются в общий поток. При ударе факела о заднюю стенку может произойти ее ошлакование. В связи с этим при фронтальном расположении горелок наиболее целесообразно применение вихревых горелок с относительно коротким широким факелом.

При встречном расположении (рис. 9.16, *б*) горелки могут располагаться на противоположных боковых, а также на фронтальной и задней стенках. Возможны встречно-лобовая и встречно-смещенная их компоновки. При встречно-смещенной компоновке горелок горящие потоки взаимно проникают один в другой. При этом имеет место лучшее заполнение факелом топочного объема, обеспечивается принудительный подов теплоты к корню факела, улучшается сгорание топлива при бесшлаковочном режиме работы экранов. В случае применения встречно-смещенной компоновки целесообразно использовать щелевые горелки.

При угловом расположении горелок (рис. 9.16, *в*) возможны следующие схемы их установки: диагональная, блочная, тангенциальная. При таком размещении горелок возникает ряд конструктивных сложностей и возможно ошлакование стенок.

При большом числе горелок вне зависимости от схемы их установки по высоте топki горелки могут располагаться в несколько ярусов.

9.9. Топки для пылеугольного сжигания твердого топлива с твердым шлакоудалением

В пылеугольных топках поведение шлакозольного остатка оказывает решающее влияние на производительность, надежность и экономичность топочного устройства. В отличие от слоевого сжигания твердого топлива, при котором более 80 % золы остается в слое и только незначительная часть ее попадает в объем топочной камеры, а затем уносится газовым потоком в газоходы, при факельном сжигании основная масса золы (85... 95 %) уносится с газовым потоком, а меньшая часть (5... 15 %) выпадает в топочной камере.

Температура пылеугольного факела, особенно его ядра, превышает температуру плавления золы. При выгорании горючего зола топлива плавится и в виде мельчайших капелек в жидком состоянии уносится с газообразными продуктами горения. Расплавленный шлак, попадая на кирпичные стенки топочной камеры, зашлаковывает их и способствует ускоренному их износу. При попадании на холодные конвективные поверхности нагрева котла расплавленный шлак оседает на трубах, постепенно образуя шлаковые наросты. При этом резко возрастает сопротивление газового потока, а также ухудшается передача теплоты поверхностям нагрева.

Широкое применение пылесжигания стало возможным лишь при установке в топочной камере охлаждаемых водой экранов, обеспечивающих защиту стенок топki от разрушающего воздействия высокой температуры, зашлаковывания и химического

взаимодействия с жидким шлаком, так и конвективных поверхностей нагрева от зашлаковывания. Топочные экраны воспринимают радиационное действие теплоты газа и частиц, т.е. снижают температуру их теплового излучения до такого уровня, что на входе в конвективные элементы частицы шлака находятся уже в затвердевшем состоянии и не налипают на трубы.

Пылеугольные топки, в которых выпадающая зола удаляется в твердом (гранулированном) виде, называются топками с твердым шлакоудалением. Для охлаждения оседающих в топке жидких шлаковых частиц нижнюю часть топки выполняют в виде холодной воронки (рис. 9.17, *а*), имеющей сплошное экранирование стен. Наклон стенок воронки к горизонту составляет около 60° для обеспечения самопроизвольного сползания гранулированного шлака в шлаковую шахту.

Серьезным недостатком пылеугольных топок с твердым шлакоудалением является вынос из топочной камеры в газоходы агрегата основной массы золы топлива, что приводит к истиранию конвективных поверхностей нагрева, особенно при увеличении скорости потока. Холодная воронка неблагоприятно влияет также и на процесс горения, так как зона пониженной температуры оказывается при этом в непосредственной близости от горелок.

При значительном экранировании топочной камеры воспламенение топлива вообще затрудняется. Особенно это относится к

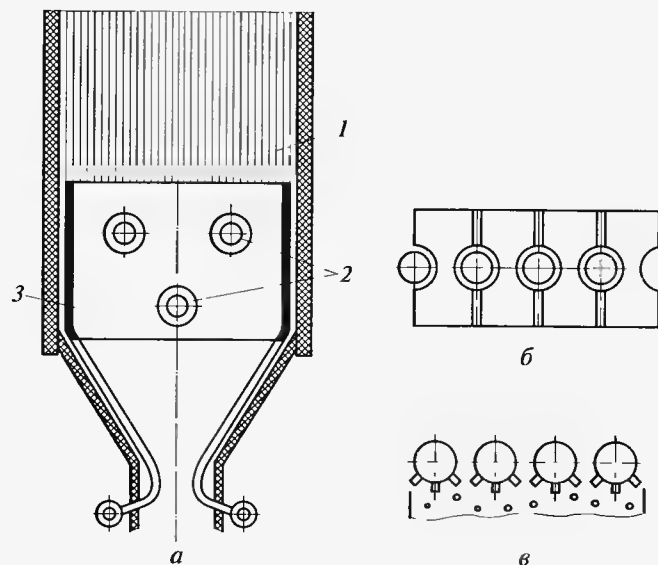


Рис. 9.17. Топка (*а*) с зажигательным поясом из огнеупорных фасонных кирпичей (*б*) и из огнеупорной обмазки (*в*):

1 — топочные экраны; 2 — горелки; 3 — зажигательный пояс

малореакционным углям типа АШ. Для интенсификации зажигания, а также повышения устойчивости горения малореакционных углей применяют зажигательный пояс, представляющий собой часть топочных экранов, утепленную огнеупорным покрытием в области горелок. Применяют два типа зажигательных поясов: с покрытием гладких экранных труб фасонными кирпичами (рис. 9.17, *б*) и обмазкой ошпированных труб огнеупорной карборундовой или хромитовой массой (рис. 9.17, *в*).

9.10. Топки с жидким шлакоудалением

В топках с жидким шлакоудалением температуру в нижней части топочной камеры поддерживают такой, чтобы обеспечить не только полное расплавление, но и надежное удаление шлаков в жидком виде из топки.

В однокамерной открытой топке (рис. 9.18, *а*) пылевидное топливо через горелки поступает в камеру, стенки которой в нижней части покрыты ошпированными футерованными экранными трубами. В связи с этим в камере при горении топлива развивается достаточно высокая температура, обеспечивающая плавление шлака. Расплавленный и уловленный здесь шлак через летку стекает в ванну (на рисунке не показана), где гранулируется водой, а затем охлаждается. Степень улавливания золы в такой топке составляет 15...30% общего содержания золы, поступившей с топливом. Следует, однако, отметить, что для такой открытой топки в области перехода от «горячей» зоны к не утепленной «холодной», где температура снижается и шлак теряет текучесть, наблюдается интенсивное ошлаковывание экранных поверхностей нагрева.

В однокамерной полукрытой топке (рис. 9.18, *б*) в результате специально выполненного пережима зона плавления и зона охлаждения в значительной степени разделены. В камере горения экранные трубы ошпированы и покрыты огнеупорной обмазкой, в связи с чем температура там составляет 1700...1800°С. В камере улавливается 30...40% золы топлива, которая удаляется в жидком состоянии через летку. В верхней части топки расположены открытые экранные поверхности, обеспечивающие охлаждение газа и уносимой золы.

В двухкамерной топке с жидким шлакоудалением (рис. 9.18, *в*) камера горения топлива с жидким шлаком и камера охлаждения разделены шлакосепарационной решеткой, выполненной из ошпированных экранных труб 4, на поверхность которых нанесена огнеупорная обмазка.

Основная доля расплавленного шлака улавливается в камере горения. Дополнительно уловленный в шлакосепараторе шлак стекает на подину топки, откуда через летку он поступает в водяную

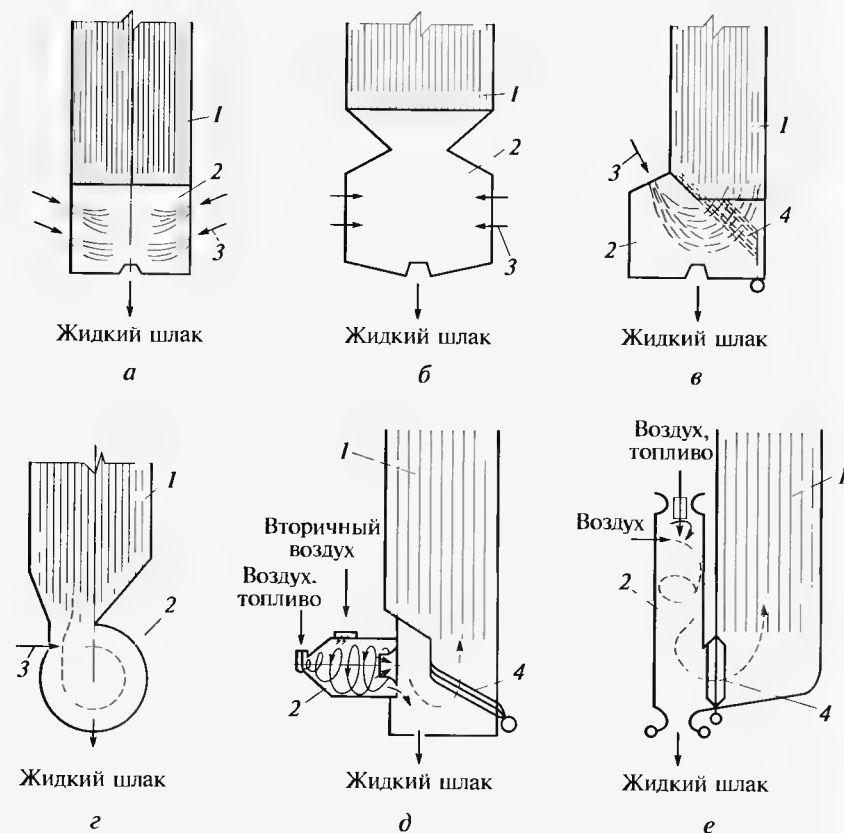


Рис. 9.18. Схемы пылеугольных факельных топков с жидким шлакоудалением:

a — однокамерная открытая топка; *b* — то же, полукрытая; *в* — двухкамерная топка; *г* — вихревая топка с пересекающимися струями ЦКТИ; *д* — горизонтальная циклонная топка; *е* — то же, вертикальная; 1 — холодная радиационная поверхность; 2 — поверхность топки, покрытая огнеупорной обмазкой; 3 — подача топлива; 4 — шлакоулавливающий пучок труб, покрытых гарнисажной футеровкой

ванну для грануляции. В двухкамерной топке улавливается до 70 % всей золы.

В вихревых топках с пересекающимися струями (рис. 9.18, *г*) благодаря соответствующей конфигурации нижней части топки и способу подвода пылевоздушной смеси со скоростью примерно 80 м/с создается вихревое движение с горизонтальной осью вращения. Горячие топочные газы пересекают пылевоздушный поток, обеспечивая его интенсивное воспламенение.

Значительная интенсификация процесса горения мелкодробного топлива или грубой топливной пыли, а также максимальное улавливание золы в пределах топочной камеры достигаются в цик-

лонных топках. В промышленности применяют различные типы горизонтальных (или малонаклонных) и вертикальных циклонных топков.

Принципиальные схемы циклонных топков с жидким шлакоудалением приведены на рис. 9.18, *д, е*.

Топливо в циклонную камеру подают с первичным воздухом по ее оси. Вторичный воздух поступает в камеру через тангенциальные сопла с большой скоростью (более 100 м/с), обеспечивая движение частиц топлива к стенкам камеры за счет центробежных сил.

В циклонной камере происходит интенсивное смесеобразование и горение топлива как в объеме, так и на его стенках. Развиваемая в циклонной камере высокая температура (1700...1800 °С) приводит к расплавлению золы и образованию на стенках шлаковой пленки. Жидкий шлак вытекает из камеры через лоток. Отбрасываемые на стенки свежие частицы топлива прилипают к шлаковой пленке, где они интенсивно выгорают при обдувании их воздушным потоком.

В выходной части циклонной камеры имеется пережим, через который продукты горения поступают в камеру дожигания. Наличие пережима приводит к уменьшению уноса. Циклонные камеры работают с высокими плотностями тепловыделения: $q_v \approx 1,5 \dots 3 \text{ МВт/м}^3$ при малом коэффициенте избытка воздуха в циклоне $\alpha = 1,05 \dots 1,1$.

Контрольные вопросы

1. Какие преимущества и недостатки имеет способ сжигания топлива в пылевидном состоянии?
2. В чем заключается предварительная подготовка топлива перед поступлением его в систему пылеприготовления?
3. Назовите основные свойства угольной пыли.
4. Что характеризует зерновая характеристика угольной пыли?
5. Укажите факторы, влияющие на взрываемость угольной пыли.
6. Что характеризует коэффициент размоловости топлива?
7. Как влияет влажность готовой пыли на условия ее воспламенения и горения?
8. Назовите схемы пылеприготовления и области преимущественного использования каждой из схем.
9. Изложите принцип работы шаровых барабанных мельниц и укажите область их применения.
10. Укажите принцип работы среднеходных шаровых и валковых мельниц и область их применения.
11. Как устроены молотковые мельницы и какова область их применения?
12. В чем назначение и какая область применения у гравитационных сепараторов пыли?

13. Как устроены мельницы-вентиляторы? Для размола какого топлива они применяются?

14. В каком устройстве и каким образом осуществляется выделение готовой пыли из пылевоздушного потока?

15. Каковы назначение и принцип работы клапана-мигалки?

16. Расскажите об устройстве и принципе работы шнекового питателя пыли.

17. Каковы конструкция и принцип работы прямоточных горелок для сжигания угольной пыли?

18. Каковы конструкция и принцип работы вихревых горелок для сжигания угольной пыли?

19. Каким образом устанавливаются пылеугольные горелки в топке котла?

20. Каковы особенности конструкции топки при твердом шлакоудалении?

21. С какой целью осуществляется переход с твердого на жидкое шлакоудаление?

22. Каковы этапы развития конструкций топок с жидким шлакоудалением?

10.1. Классификация котельных агрегатов

Котлы как технические устройства для производства пара или горячей воды отличаются многообразием конструктивных форм, принципов действия, используемых видов топлива и производственных показателей. Вместе с тем по способу организации движения воды и пароводяной смеси все котлы могут быть разделены на следующие две группы:

- котлы с естественной циркуляцией (рис. 10.1, а);
- котлы с принудительным движением теплоносителя (воды, пароводяной смеси), которое в свою очередь осуществляется многократной принудительной циркуляцией (рис. 10.1, б) и по прямоточной схеме (рис. 10.1, в).

В современных отопительных и отопительно-производственных котельных для производства пара используются в основном котлы с естественной циркуляцией, а для производства горячей воды — котлы с принудительным движением теплоносителя, работающие по прямоточному принципу.

Современные паровые котлы с естественной циркуляцией выполняются из вертикальных труб, расположенных между двумя коллекторами (барабанами). Одна часть труб, называемых обогреваемыми «подъемными трубами», обогревается факелом и продуктами сгорания топлива (q — падающий тепловой поток), а другая, обычно не обогреваемая часть труб, находится вне котельного агрегата и носит название «опускные трубы». В обогреваемых подъемных трубах вода нагревается до кипения, частично испаряется и в виде пароводяной смеси поступает в барабан котла, где происходит ее разделение на пар и воду. По опускным не обогреваемым трубам вода из верхнего барабана поступает в нижний коллектор (барабан).

Движение теплоносителя в котлах с естественной циркуляцией осуществляется за счет движущего напора, создаваемого разностью весов столба воды в опускных и столба пароводяной смеси в подъемных трубах. Кратность циркуляции (отношение расхода воды, проходящего через циркуляционный контур, к расходу пара, производимого в нем) в таких котлах изменяется от 10 до 100.

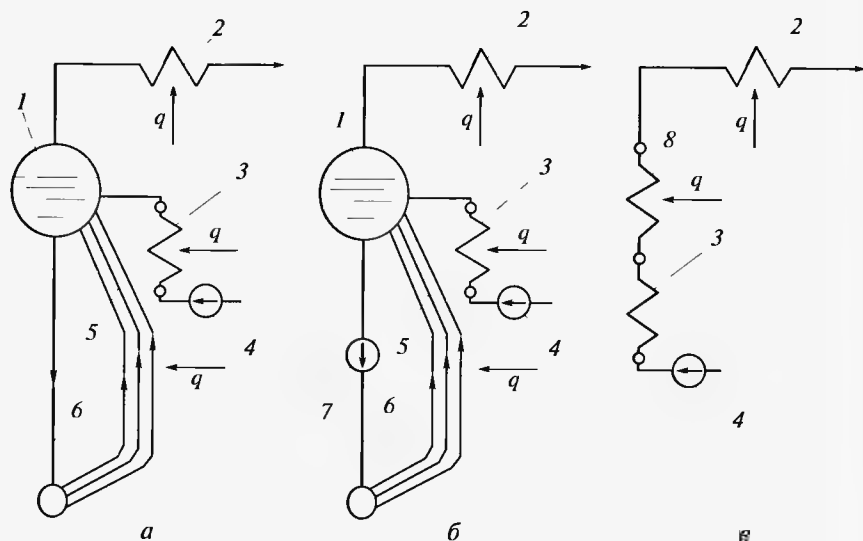


Рис. 10.1. Схемы движения воды, пароводяной смеси и пара в котлах с циркулирующим теплоносителем:

а — естественной; *б* — принудительной многократной; *в* — принудительной прямой; 1 — барабан; 2 — пароперегреватель; 3 — водяной экономизер; 4 — питательный насос; 5 — обогреваемые (подъемные) трубы; 6 — опускные трубы; 7 — циркуляционный насос; 8 — испарительная поверхность нагрева; q — направление падающего теплового потока

В паровых котлах с многократной принудительной циркуляцией поверхности нагрева выполняются в виде змеевиков, образующих циркуляционные контуры. Движение воды и пароводяной смеси в таких контурах осуществляется с помощью циркуляционного насоса. Кратность циркуляции в этих котлах изменяется от 5 до 10.

В прямоточных паровых котлах кратность циркуляции составляет единицу, т.е. питательная вода, нагреваясь, последовательно превращается в пароводяную смесь, насыщенный и перегретый пар. В водогрейных котлах вода при движении по контуру циркуляции нагревается за один оборот от начальной до конечной температуры.

10.2. Основные элементы паровых и водогрейных котлов

Топки для сжигания газообразных, жидких и твердых топлив. При сжигании газа и мазута, а также твердого пылеугольного топлива используются, как правило, камерные топки. Топка ограничена фронтальной, задней, боковыми стенами, а также подом и

сводом. Вдоль стен топки располагаются испарительные поверхности нагрева (кипяtilьные трубы) диаметром 50...80 мм, воспринимающие излучаемую теплоту от факела и продуктов сгорания. При сжигании газообразного или жидкого топлива под камерной топкой обычно не экранируют, а в случае угольной пыли в нижней части топочной камеры выполняют «холодную» воронку для удаления золы, выпадающей из горящего факела.

Верхние концы труб вальцованы в барабан, а нижние присоединены к коллекторам путем вальцовки или сварки. У ряда котлов кипяtilьные трубы заднего экрана перед присоединением их к барабану разводят в верхней части топки в несколько рядов, расположенных в шахматном порядке и образующих фесто́н.

Горелки в топке могут быть расположены фронтально, на боковых стенах и в ее углах. В местах установки горелок стены могут не экранироваться и кипяtilьные трубы разводят таким образом, чтобы избежать необходимости перекрывать амбразуры горелок.

Для обслуживания топки и газоходов в котельном агрегате используется следующая гарнитура (рис. 10.2): лазы, закрываемые дверцы, гляделки, взрывные клапаны, шиберы, поворотные заслонки, обдувочные аппараты, дробеочистка.

Закрывающиеся дверцы (рис. 10.2, *а*), лазы в обмуровке (рис. 10.2, *б*, *в*) предназначены для осмотра и производства ремонтных работ при останове котла. Для наблюдения за процессом горения топлива в топке и состоянием конвективных газоходов служат гляделки (рис. 10.2, *г*, *д*). Взрывные предохранительные клапаны используются для защиты обмуровки от разрушения при хлопках в топке и газоходах котла и устанавливаются в верхних частях топки, последнего газохода агрегата, экономайзера (рис. 10.2, *е*) и в своде (рис. 10.2, *ж*).

Размещение, число и размеры предохранительных клапанов выбираются проектной организацией из расчета 250 см² площади взрывного клапана на 1 м³ объема топки или газоходов котла.

Взрывные клапаны представляют собой рамки из углового железа круглой или квадратной формы, закрытые листовым асбестом толщиной 2...2,5 мм, плотно закрепленные в соответствующих проемах, сделанных в кладке топки и дымоходах котла. В случае взрыва давлением образовавшихся газов асбестовый картон прорывается, и газы получают выход наружу, благодаря чему давление их падает и снижается возможность опасного разрушения. В момент взрыва створка клапана после разрушения картона открывается, а после выхода газов наружу через газоотводящий короб под действием своего веса или специальных грузов закрывается.

Для регулирования тяги и перекрытия борова служат чугунные дымовые шиберы (рис. 10.2, *з*) или поворотные заслонки (рис. 10.2, *и*).

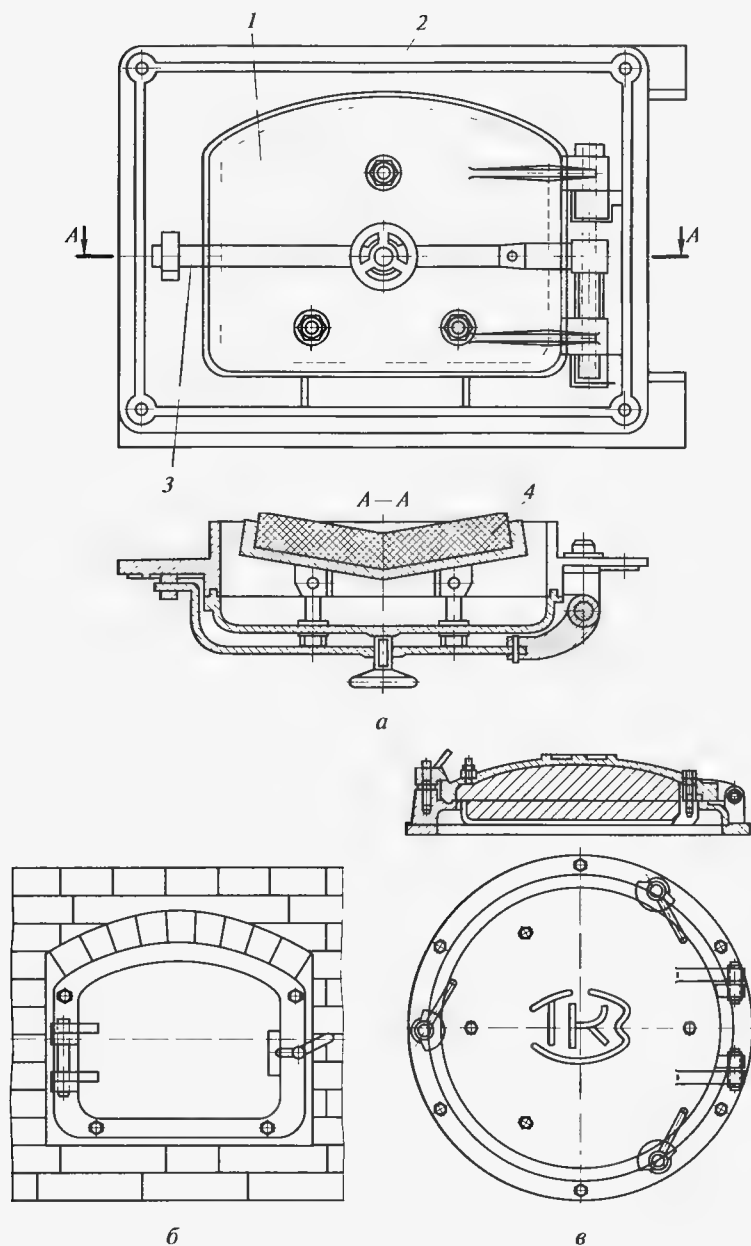
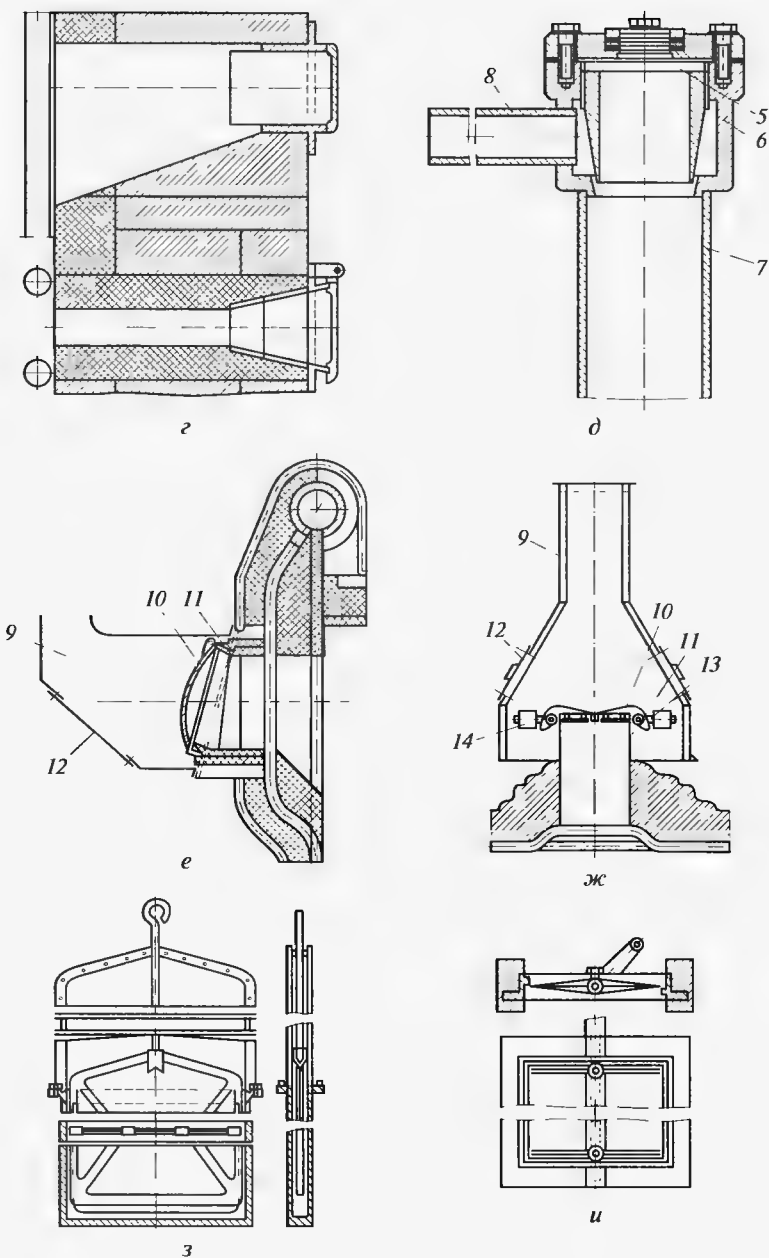


Рис. 10.2. Гар

а — дверца с уплотнением и обмурованным металлическим экраном к топочной гляделки для топочных камер и газоходов (*г* — под разрезением; *д* — под надду котельного агрегата; *з* — шибер; *и* — поворотная заслонка; *1* — дверца; *2* — рама; подвода воздуха; *9* — отводящий короб; *10* —



нитра котла:

камер; *б*, *в* — лазы прямоугольной и круглой формы в обмуровке; *г*, *д* — вом); *е*, *ж* — взрывные клапаны для установки в боковых стенах и потолке *3* — шеколла; *4* — экран; *5* — стекло; *6*, *11* — корпус; *7* — патрубок; *8* — труба для створка клапана; *12* — люк; *13* — рычаг; *14* — груз

При работе на газообразном топливе, чтобы предотвратить скопление горючих газов в топках, дымоходах и боровых котельной установки во время перерыва в работе, в них всегда должна поддерживаться небольшая тяга; для этого в каждом отдельном борове котла к сборному борову должен быть свой шибер с отверстием в верхней части диаметром не менее 50 мм.

Обдувочные аппараты и дробеочистка предназначены для очистки поверхностей нагрева от золы и сажи. Более подробно об этом см. в гл. 14.

Каркас и обмуровка котла. Металлическая конструкция, опирающаяся на бетонный фундамент и поддерживающая барабан котла и трубную систему с водой, лестницы и помосты, а иногда и обмуровку, представляет собой каркас котельного агрегата. В настоящее время чаще всего применяют опорные (несущие) и обвязочные каркасы. Паровые и водогрейные котлы малой мощности обычно имеют обвязочные каркасы, служащие для укрепления обмуровки, гарнитуры и других деталей. Масса металлической части котлов через специальные стойки или рамы передается непосредственно на фундамент.

Котлы вертикальной ориентации большой мощности обычно имеют несущий каркас (рис. 10.3), который состоит из вертикальных колонн 1, горизонтальных балок, горизонтальных ферм 5, раскосов-связей 2 и упрочненной конструкции из балок 6 потолочного перекрытия. Колонны крупных котлов изготавливаются из сварных профильных балок большого размера. Для уменьшения удельной нагрузки на фундамент под колонны устанавливают опорные башмаки 3, состоящие из опорных плит 7 и ребер жесткости 8. Раскосы-связи 2 фермы выполняют из профильного проката (швеллера, двутавра), связывая их между собой (сваривая) накладками 4.

Горизонтальные фермы 5, балки и раскосы-связи 2 применяют для придания поперечной устойчивости колоннам и повышения жесткости каркаса.

Для уменьшения термических напряжений в каркасе основные несущие его элементы располагают за пределами газоходов и их обмуровки. Сочленения же оборудованных балок (например, опорных балок поверхностей нагрева конвективной шахты) с балками каркаса выполняются в виде скользящей опоры с одной стороны, при неподвижном креплении — с другой.

Лестницы и площадки, используемые для обслуживания и ремонта котла, часто размещают на горизонтальных фермах или опираются на них. Их выполняют из сортового проката, покрывая проходные площадки просечно-вытяжным или рифленым листом.

Обмуровка котла служит для ограждения топочной камеры и газоходов от окружающей среды и для направления движения потока дымовых газов в пределах котельного агрегата. Она работает при достаточно высоких температурах и резком их изменении и

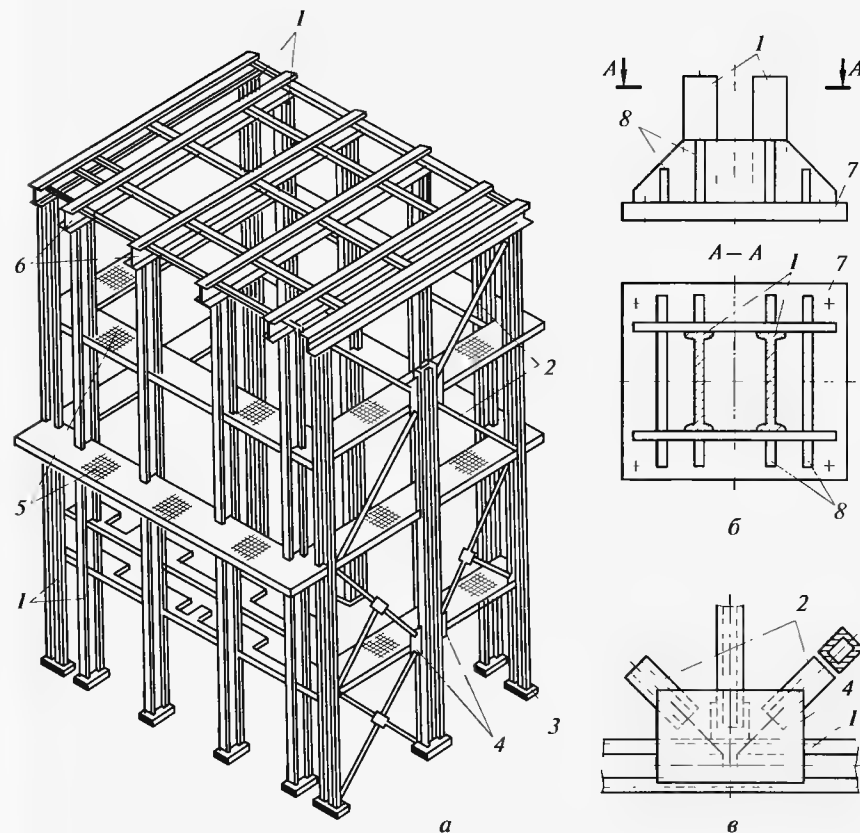


Рис. 10.3. Каркас котла и его элементы:

a — общий вид; *б* — башмак; *в* — сочленение балок с раскосами; 1 — колонны; 2 — раскосы-связи; 3 — опорный башмак; 4 — накладки; 5 — горизонтальные фермы (площадки); 6 — балки потолочного перекрытия; 7 — опорная плита; 8 — ребра жесткости

должна обеспечивать минимальные потери теплоты в окружающую среду, быть плотной, механически прочной, простой и доступной для ремонта.

Обмуровки принято условно подразделять на тяжелые, облегченные и легкие, а по способам крепления — на свободно стоящие (на фундаментах), накаркасные (опирающиеся на каркас) и натрубные.

Внутренняя часть свободно стоящей обмуровки (рис. 10.4, *a*), обращенная в сторону высоких температур, выполняется из огнеупорного кирпича и называется футеровкой. Наружная часть обмуровки, называемая облицовкой, выполняется из строительного кирпича.

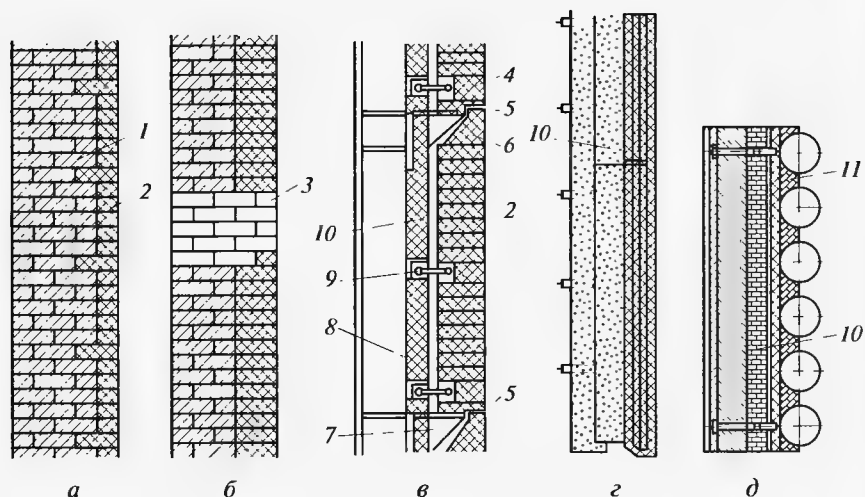


Рис. 10.4. Обмуровка котельного агрегата:

a — свободно стоящая; *б* — массивная; *в* — облегченная накаркасная; *г* — щитовая; *д* — натрубная; 1, 2 — красный и шамотный кирпич; 3 — перевязочный ярус; 4, 6 — шамотные и фасонные шамотные кирпичи; 5 — температурный шов; 7 — кронштейн; 8 — металлическая обшивка; 9 — разгрузочный пояс; 10 — теплоизоляционные плиты; 11 — хромитовая или шамотная масса

Кирпичную массивную (рис. 10.4, *б*) обмуровку с перевязочным ярусом из огнеупорного материала выполняют в котлах небольшой производительности. Для котлов производительностью 50...75 т/ч и выше применяют облегченную накаркасную обмуровку (рис. 10.4, *в*), состоящую из слоя шамотного 4 и шамотного фасонного 6 кирпичей, образующих футеровку, и слоя легковесной теплоизолирующей шамотной массы. Через каждые 2,5...3 м устанавливают разгрузочные кронштейны, на которые опирается обмуровка.

Щитовую (рис. 10.4, *г*) обмуровку выполняют в виде отдельных прямоугольных щитов, которые укреплены на каркасе котла. Щит делают многослойным из огнеупорного бетона, армированного стальной сеткой, и теплоизолирующих слоев.

Натрубная (рис. 10.4, *д*) обмуровка крепится непосредственно к трубам и состоит из слоя хромитовой или шамотной массы и изоляционного слоя из минераловатных матрасов, на которые нанесена газонепроницаемая магнезиальная обмазка.

Бараны паровых котлов. Следует отметить многоцелевое назначение барабанов паровых котлов, в частности, в них осуществляются следующие процессы:

- разделение пароводяной смеси, поступающей из подъемных обогреваемых труб, на пар и воду и сбор пара;

- прием питательной воды из водяного экономайзера либо непосредственно из питательной магистрали;
- внутрикотловая обработка воды (термическое и химическое умягчение воды);
- непрерывная продувка;
- осушка пара от капелек котловой воды;
- промывка пара от растворенных в нем солей;
- защита от превышения давления пара.

Барабаны котлов изготавливают из котельной стали со штампованными днищами и лазом. Внутреннюю часть объема барабана, заполненную до определенного уровня водой, называют водяным объемом, а заполненную паром при работе котла — паровым объемом. Поверхность кипящей воды в барабане, отделяющая водяной объем от парового, называется зеркалом испарения. В паровом котле горячими газами омывается только та часть барабана, которая с внутренней стороны охлаждается водой. Линия, отделяющая обогреваемую газами поверхность от необогреваемой, называется огневой линией.

Пароводяная смесь поступает по подъемным кипятильным трубам, ввальцованным в днище барабана. Из барабана вода по опускаемым трубам подается в нижние коллекторы.

На поверхности зеркала испарения возникают выбросы, гребни и даже фонтаны, при этом в пар может попасть значительное количество капелек котловой воды, что снижает качество пара в результате повышения его солесодержания. Капли котловой воды испаряются, а соли, содержащиеся в них, осаждаются на внутренней поверхности пароперегревателя, ухудшая теплообмен, в результате которого повышается температура его стенок, что может привести к их пережогу. Соли могут также откладываться в арматуре паропроводов и привести к нарушению ее плотности.

Для равномерного поступления пара в паровое пространство барабана и снижения его влажности используются различные сепарационные устройства. На рис. 10.5 показана схема сепарационного устройства с погружным дырчатым листом 7. Ввод 5 пароводяной смеси в барабан перекрывается глухим щитом 6, который гасит кинетическую энергию струй и направляет их под уровень воды в барабан. На 50...75 мм ниже уровня воды в барабане расположен погружной дырчатый лист 7, обеспечивающий равномерное поступление пара в паровое пространство. Питательная вода подается по трубопроводу через отверстия, имеющиеся в нем по всей длине барабана.

Пар выходит в паровое пространство, в котором происходит выпадение наиболее крупных капель воды под действием силы тяжести, и далее поступает в жалюзийный сепаратор 4. При резких поворотах пара в жалюзийном сепараторе осуществляется выделение капелек котловой воды под действием сил инерции. Послед-

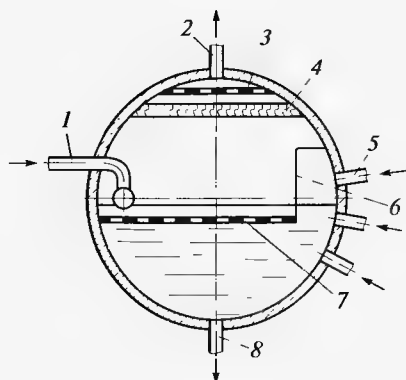


Рис. 10.5. Сепарационные устройства барабана:

1 — ввод питательной воды; 2 — паровыводящая труба; 3 — дырчатый лист для осушки пара; 4 — жалюзийный сепаратор; 5 — ввод пароводяной смеси в барабан; 6 — щит; 7 — погружной дырчатый лист; 8 — опускная труба

ней ступенью осушки является дырчатый лист 3. Осушенный пар поступает в паровыводящие трубы 2, а вода — в опускные трубы 8.

Для снижения возможности отложения накипи на испарительных поверхностях нагрева применяется внутрикотловая обработка воды: фосфатирование, щелочение, использование комплексонов.

Фосфатирование имеет целью создать в котловой воде условия, при которых накипеобразователи выделяются в форме неприкипающего шлама. Для этого в барабан котла через специальный трубопровод вводят 6...8 % раствора тринатрийфосфата Na_3PO_4 или $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$. При щелочении котловой воды накипеобразователи выпадают в виде шлама, состоящего из CaCO_3 и $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Для осуществления этого необходимо поддерживать определенную щелочность котловой воды.

В отличие от фосфатирования обработка воды комплексо-нами может обеспечить безнакипный и бесшламовый режимы котловой воды. В качестве комплексона рекомендуется использовать натриевую соль «Трилон Б».

Поддержание допустимого по нормам солесодержания в котловой воде осуществляется продувкой котла, т.е. удалением из него некоторой части котловой воды, всегда имеющей более высокую концентрацию солей, чем питательная вода.

Различают периодическую и непрерывную продувки. В котлах малой мощности обычно ограничиваются применением периодической продувки, в котлах средних и больших мощностей применяют и непрерывную, и периодическую продувки.

Периодическая продувка применяется в основном для удаления шлама из нижних коллекторов и барабанов котлов, являющихся шламоотстойниками.

Непрерывная продувка предназначена для удаления избыточной щелочности и снижения солесодержания котловой воды, и она осуществляется из верхнего барабана. Для сокращения расхода воды с продувкой, снижения тепловых потерь при обеспечении

выработки пара заданного качества в котлах используется ступенчатое испарение воды.

Для осуществления ступенчатого испарения воды барабан котла делят перегородкой на несколько отсеков (рис. 10.6), имеющих самостоятельные контуры циркуляции. В один из отсеков, называемый «чистым», поступает питательная вода. Проходя через контур циркуляции, вода испаряется, а солесодержание котловой воды в чистом отсеке повышается до определенного уровня. Для поддержания солесодержания в этом отсеке часть котловой воды из чистого отсека самотеком направляют через специальное отверстие-диффузор в нижней части перегородки в другой отсек, называемый «солевым», так как солесодержание в нем существенно выше, чем в чистом отсеке.

Непрерывная продувка воды осуществляется из места с наибольшей концентрацией солей, т.е. из солевого отсека. Пар, образующийся на обеих ступенях испарения, смешивается в паровом пространстве и выходит из барабана через ряд труб, расположенных в его верхней части.

С повышением давления пар способен растворять некоторые примеси котловой воды (кремниевую кислоту, оксиды металлов).

Для снижения солесодержания пара в некоторых котлах применяется промывка пара питательной водой. При этом содержание кремниевой кислоты в паре снижается в десятки раз. Для наблюдения за уровнем воды в барабане устанавливаются не менее двух водоуказательных приборов прямого действия. Для защиты барабана от превышения давления на нем устанавливаются два предохранительных клапана.

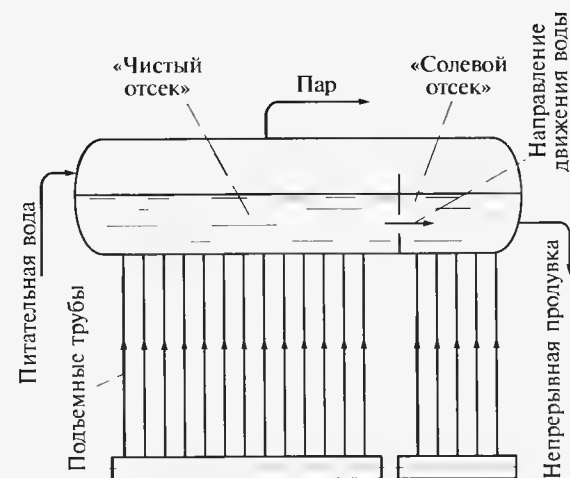


Рис. 10.6. Схема ступенчатого испарения воды

Предохранительные клапаны выпускают излишний пар при превышении давления на 10 % выше расчетного (разрешенного).

Пароперегреватели котлов. Получение перегретого пара из сухого насыщенного осуществляется в пароперегревателе. Пароперегреватель — один из наиболее ответственных элементов котельного агрегата, так как из всех поверхностей нагрева он работает в наиболее тяжелых температурных условиях (температура перегрева до 425 °С). Змеевики пароперегревателя и коллекторы выполняются из углеродистой стали.

По способу тепловосприятия пароперегреватели подразделяются на конвективные, радиационно-конвективные и радиационные. В котельных агрегатах низкого и среднего давлений используются конвективные пароперегреватели с вертикальным или горизонтальным расположением труб. Для получения пара с температурой перегрева более 500 °С применяют комбинированные пароперегреватели, т. е. в них одна часть поверхности (радиационная) воспринимает теплоту за счет излучения, а другая часть — конвекцией. Радиационная часть поверхности нагрева пароперегревателя располагается в виде ширм непосредственно в верхней части топочной камеры.

В зависимости от направлений движения газов и пара различают три основные схемы включения пароперегревателя в газовый поток: прямоточную (рис. 10.7, а), при которой газы и пар движутся в одном направлении; противоточную (рис. 10.7, б), где газы и пар движутся в противоположных направлениях; смешанную (рис. 10.7, в), в которой в одной части змеевиков пароперегревателя газы и пар движутся прямоточно, а в другой — в противоположных направлениях.

В прямоточной схеме наиболее высокая температура газов находится в области наиболее низкой температуры пара, что в принципе должно было бы обеспечить низкие температуры метал-

ла пароперегревателя. Однако при наличии капелек котловой воды, поступающих с насыщенным паром из сепарационных устройств барабана, соли, содержащиеся в них, будут осажаться на первых рядах змеевиков, что приводит к резкому повышению температуры металла. Кроме того, при такой схеме движения теплоносителей температурный напор (усредненная по поверхности разность температур между греющей и нагреваемой средой) минимален, что требует увеличения необходимой поверхности пароперегревателя.

При противоточной схеме движения змеевики, обогреваемые продуктами сгорания с наиболее высокой температурой, встречают уже перегретый пар и охлаждаются при этом недостаточно. В результате металл змеевиков пароперегревателя работает в наиболее тяжелых температурных условиях. Вместе с тем, температурный напор в этой схеме максимальный и необходимая поверхность теплообмена минимальна, что делает пароперегреватели с такой схемой движения весьма компактными.

Оптимальной по условиям надежности работы является смешанная схема включения пароперегревателя, при которой первая по ходу пара часть пароперегревателя выполняется противоточной, а завершение перегрева пара происходит во второй его части при прямоточном движении теплоносителей. При этом в части змеевиков, расположенных в области наибольшей тепловой нагрузки пароперегревателя, в начале газохода будет умеренная температура пара, а завершение перегрева пара происходит при меньшей тепловой нагрузке. Соотношение противоточной и прямоточной частей пароперегревателя выбирается из условия одинаковых температур металла в начале и в конце змеевика его прямоточной части.

Конвективный пароперегреватель (рис. 10.8) обычно устанавливают в горизонтальном соединительном газоходу между топкой и конвективной шахтой котла. Он изготавливается из цельнотянутых труб с внутренним диаметром 20...30 мм, образующих змеевики, ввальцованные или приваренные к круглым коллекторам 3 и 4. Насыщенный пар из барабана 1 котла по потолочным трубам поступает в змеевики 7 первой ступени пароперегревателя, где пар вначале движется противоточно, а затем прямоточно по отношению к дымовым газам. Из первой ступени частично перегретый пар направляется в промежуточный коллектор 4, в котором расположен поверхностный пароохладитель (регулятор перегрева пара). В змеевики регулятора перегрева пара подается питательная вода, а в межтрубное пространство — пар, который частично охлаждается, омывая более холодные трубки.

Регулирование перегрева пара осуществляется изменением количества питательной воды, пропускаемой через пароохладитель. Из регулятора перегрева пара пар поступает в змеевики 10 второй

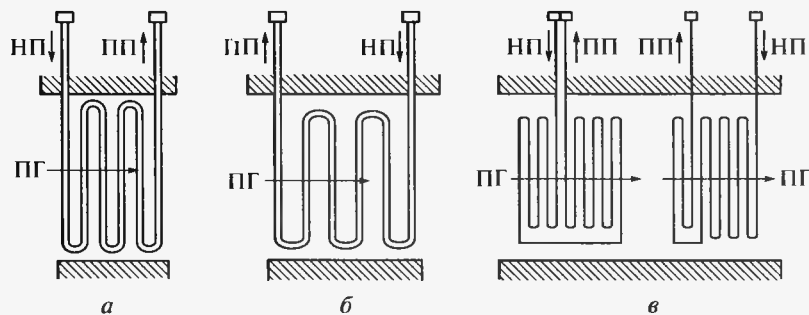


Рис. 10.7. Схемы включения пароперегревателей в газовый поток:

а — прямоточная; б — противоточная; в — смешанная; стрелками показано движение насыщенного пара (НП), перегретого пара (ПП) и продуктов горения (ПГ)

ступени пароперегревателя, в которых пар движется сначала противоточно, а затем прямоточно по отношению к газовому потоку. Перегретый пар из второй ступени пароперегревателя направляют в выходной коллектор 3, на котором установлена главная паровая задвижка 2.

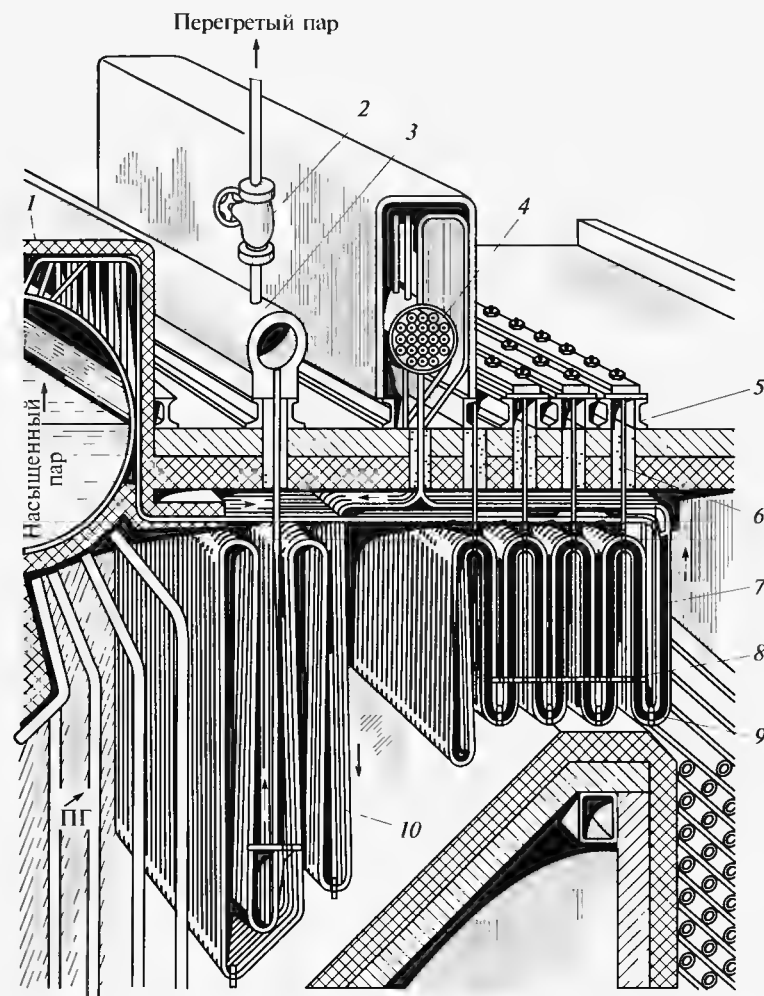


Рис. 10.8. Схема вертикального конвективного пароперегревателя:

1 — барабан котла; 2 — главная паровая задвижка; 3 — выходной коллектор перегретого пара; 4 — промежуточный коллектор с поверхностным пароохладителем; 5 — балка для подвески змеевиков; 6 — подвеска змеевиков; 7 — змеевик первой ступени пароперегревателя; 8 — дистанционная планка; 9 — дистанционная гребенка; 10 — змеевик второй ступени пароперегревателя; ПГ — продукты горения; стрелками показано движение пара

Змеевики пароперегревателя с помощью подвесок 6 крепятся к потолочным балкам 5. Заданное расстояние между отдельными змеевиками поддерживается с помощью дистанционных планок 8 и дистанционных гребенок 9.

В котлах высокого давления пара с параметрами пара p 9,8 и 13,8 МПа и t 540 °С пароперегреватель состоит из трех частей: потолочной, конвективной и ширмовой (рис. 10.9). Ширмовый пароперегреватель с вертикальными панелями размещен в верхней части топки перед фестоном. Ширмы состоят из близко расположенных и находящихся в одной плоскости труб, объединенных входными и выходными коллекторами.

В зависимости от вида сжигаемого топлива и его шлакующих свойств для уменьшения загрязнения ширм их удаляют одну от другой на расстояние 450... 1000 мм.

Температуру пара в котлах с давлением до 2,4 МПа не регулируют. При давлении 3,9 МПа и выше температуру регулируют следующими способами: впрыском конденсата в пар; использованием поверхностных пароохладителей; с помощью газового регулирования путем изменения расхода продуктов сгорания через пароперегреватель либо перемещения положения факела в топке с помощью поворотных горелок.

Пароперегреватель должен иметь манометр, предохранительный клапан, запорный вентиль для отключения пароперегревателя от паровой магистрали, прибор для измерения температуры перегретого пара.

Водяные экономайзеры. В экономайзере питательная вода перед подачей в котел подогревается дымовыми газами за счет использования теплоты продуктов сгорания топлива. Наряду с предварительным подогревом возможно частичное испарение питательной воды, поступающей в барабан котла. В зависимости от температуры, до которой ведется подогрев воды, экономайзеры подразделяют на два типа — некипящие и кипящие. В некипящих экономайзерах по условиям надежности их работы подогрев воды ведут до температуры на 20 °С ниже температуры насыщенного пара в паровом котле или температуры кипения воды при имеющемся рабочем давлении в водогрейном котле. В кипящих экономайзерах происходит не только подогрев воды, но и частичное (до 15 мас. %) ее испарение.

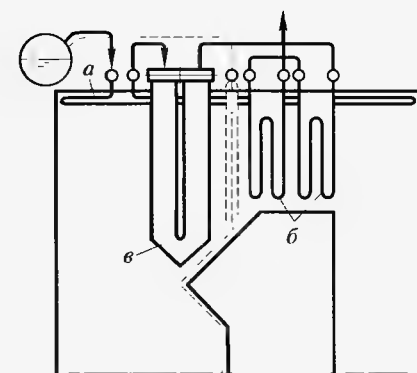


Рис. 10.9. Схема потолочного (а), конвективного (б) и ширмового (в) пароперегревателей в котле высокого давления

В зависимости от металла, из которого изготавливают экономайзеры, их разделяют на чугунные и стальные. Чугунные экономайзеры используют при давлении в барабане котла не более 2,4 МПа, а стальные могут применяться при любых давлениях.

Чугунный водяной экономайзер выполняется из оребренных труб 3 (рис. 10.10), соединяемых между собой посредством калачей. Питательная вода проходит последовательно по всем трубам снизу вверх, а продукты сгорания проходят через зазоры между ребрами труб. В чугунных экономайзерах недопустимо кипение воды, так как это приводит к гидравлическим ударам и разрушению эконо-

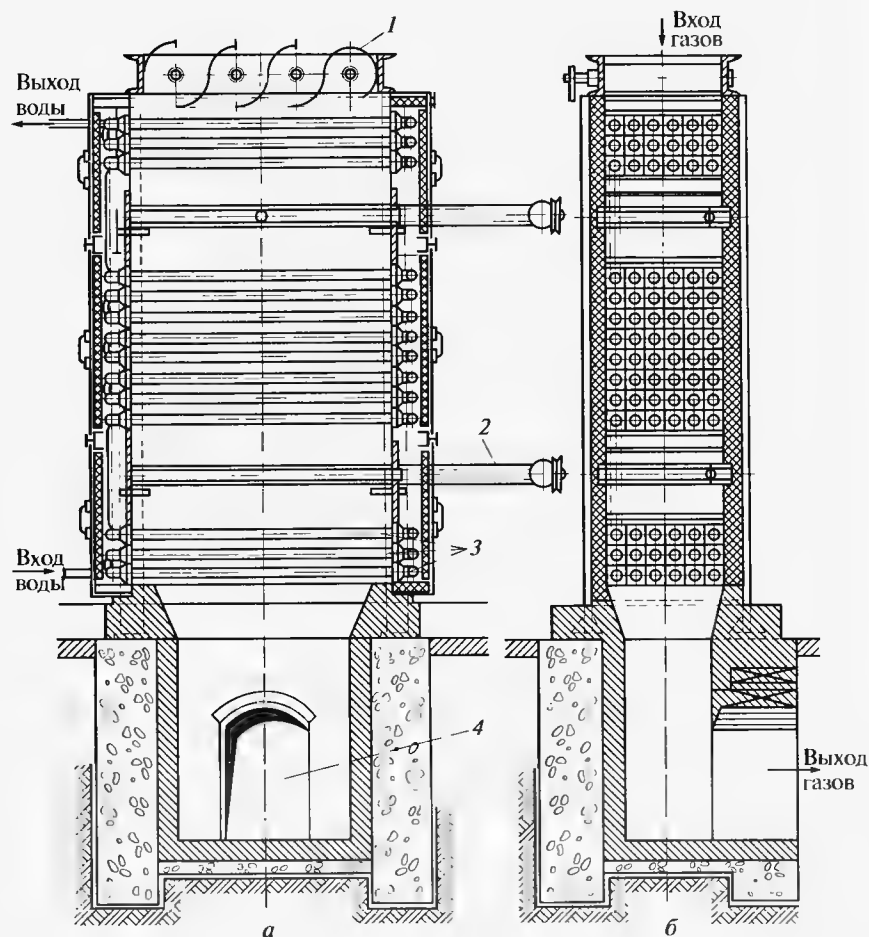


Рис. 10.10. Блочный одноколонковый чугунный водяной экономайзер: а — продольный разрез; б — поперечный разрез; 1 — заслонка; 2 — обдувочное устройство; 3 — чугунные оребренные трубы; 4 — газоход

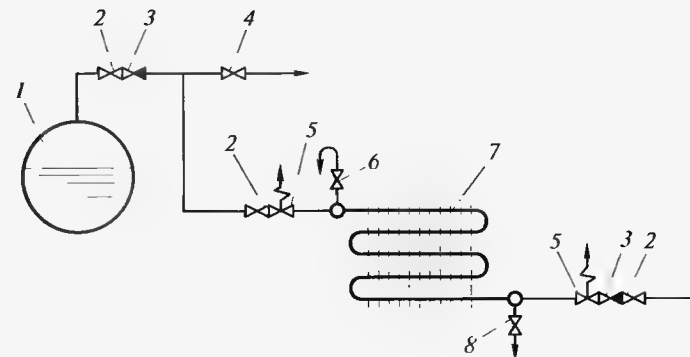


Рис. 10.11. Схема включения чугунного экономайзера:

1 — барабан котла; 2 — запорный вентиль; 3 — обратный клапан; 4 — вентиль на сгонной линии; 5 — предохранительный клапан; 6 — вентиль воздушника (по стрелке происходит удаление воздуха в процессе заполнения экономайзера водой); 7 — чугунный водяной экономайзер; 8 — дренажный вентиль

майзера. Для очистки поверхности нагрева водяные экономайзеры имеют обдувочные устройства.

В соответствии с требованиями Госгортехнадзора экономайзеры некипящего типа должны быть отключаемыми по водяному тракту и тракту продуктов сгорания (т.е. должны иметь обводные линии).

Устройство обводного газохода для отключения индивидуального водяного экономайзера по тракту продуктов сгорания обязательно при наличии сгонной линии, обеспечивающей возможность постоянного пропуска воды через экономайзер в деаэратор в случае повышения температуры после него. Сгонной линией пользуются при растопке котла. Схема включения чугунного экономайзера с устройством сгонной линии представлена на рис. 10.11.

На входе воды в экономайзер и выходе из него должны быть установлены два предохранительных клапана 5 и два запорных вентиля 2. Кроме того, необходим манометр, воздушник для удаления воздуха при заполнении системы водой, дренажный вентиль 8 на линии для слива воды из экономайзера, обратные клапаны 3.

Стальные экономайзеры (рис. 10.12, а) изготавливаются из труб диаметром 28...38 мм, которые изгибают в змеевики 2, вальцованные или сваренные в коллекторы 1 круглого или квадратного сечений, размещаемые за пределами газохода.

Змеевики располагают в шахматном порядке и подвешивают с помощью специальных подвесок или опирают на опорные балки 3. Для выдерживания заданного шага между змеевиками используются дистанционные гребенки 4.

Схема включения кипящего стального экономайзера приведена на рис. 10.12, б. Такие экономайзеры выполняются неотключае-

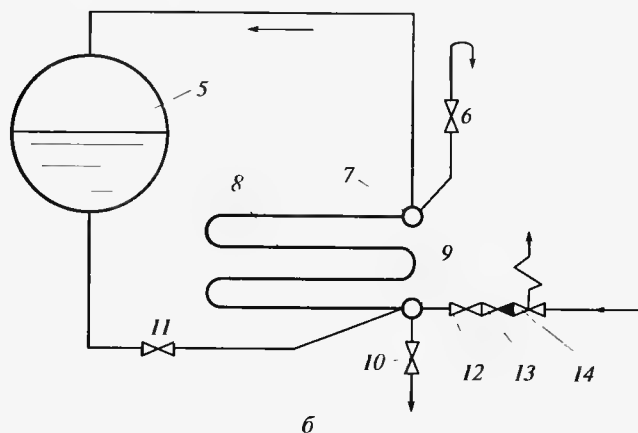
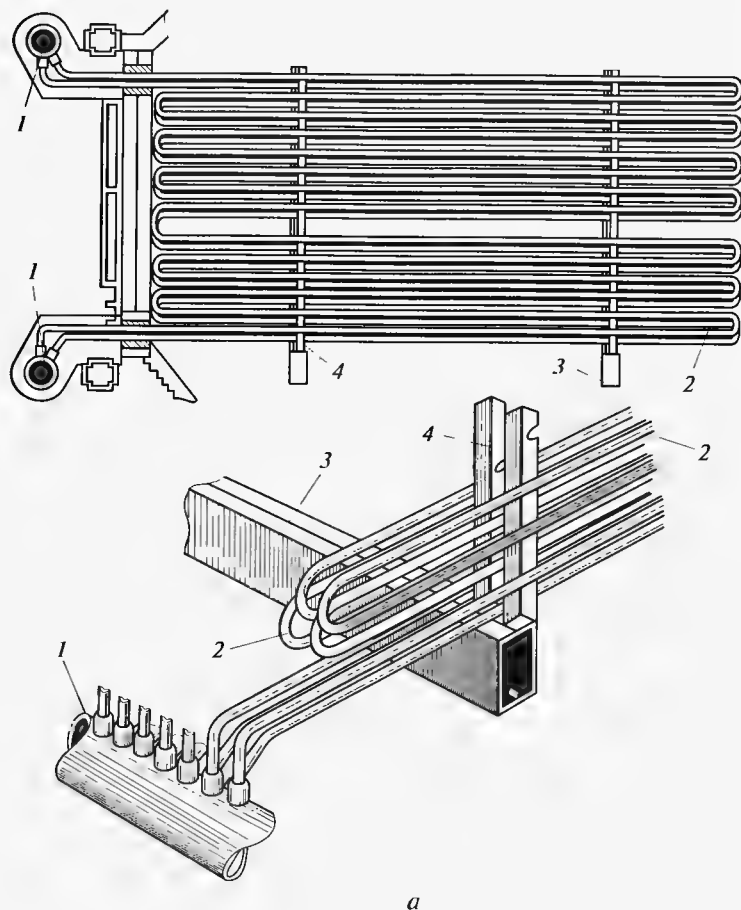


Рис. 10.12. Стальной трубчатый экономайзер:

a — общий вид; *б* — схема включения кипящего экономайзера; 1 — коллекторы; 2 — змеевик; 3 — опорная балка; 4 — дистанционная гребенка; 5 — барабан; 6 — вентиль воздушника; 7 — выходной коллектор подогретой воды; 8 — экономайзер; 9 — входной коллектор; 10 — вентиль на дренажной линии; 11 — вентиль на линии рециркуляции; 12 — запорный вентиль; 13 — обратный клапан; 14 — предохранительный клапан

мыми по водяному и дымовому трактам. Во избежание превращения всей воды, находящейся в экономайзере, в пар при растопке котла и его отключении предусматривается устройство рециркуляционной линии. Эта линия соединяет входной коллектор 9 экономайзера с барабаном 5 котла и обеспечивает поступление воды в экономайзер при ее испарении в периоды растопки и останова, когда питательная вода в экономайзер не подается. На линии рециркуляции имеется вентиль 11, который открывается при растопке и отключении котла и закрывается при включении котла в паровую магистраль.

Для удобства очистки поверхности нагрева от наружных загрязнений и его ремонта экономайзер разделяют на пакеты высотой до 1 м. Разрывы между пакетами составляют 550...600 мм. Змеевики водяного экономайзера располагают перпендикулярно и параллельно фронтальной стене котла. В первом случае (рис. 10.13, *a*) длина змеевиков невелика, что облегчает их крепление. Во втором случае (рис. 10.13, *б*) резко уменьшается число параллельно включенных змеевиков, но усложняется их крепление.

В котлах небольшой мощности применяют одностороннее расположение коллекторов. В котлах с широкой фронтальной стеной (рис. 10.13, *в*, *г*) экономайзеры выполняют двусторонними, симметричными, с расположением коллекторов с двух боковых сторон конвективной шахты.

Скорость воды в экономайзере принимают с учетом условий предотвращения в них расслоения пароводяной смеси или прилипания пузырьков воздуха к внутренней поверхности. Для некипящих экономайзеров скорость воды должна быть не менее 0,3 м/с, а для кипящих экономайзеров — не менее 1 м/с.

Воздухоподогреватели. В современных котельных агрегатах воздухоподогреватель играет весьма существенную роль, воспринимая теплоту от отходящих газов и передавая ее воздуху, он уменьшает наиболее заметную статью потерь теплоты с уходящими газами. При использовании подогретого воздуха повышается температура горения топлива, интенсифицируется процесс сжигания, повышается коэффициент полезного действия котельного агрегата. Вместе с тем при установке воздушного подогревателя увеличиваются аэродинамические сопротивления воздушного и дымового трактов,

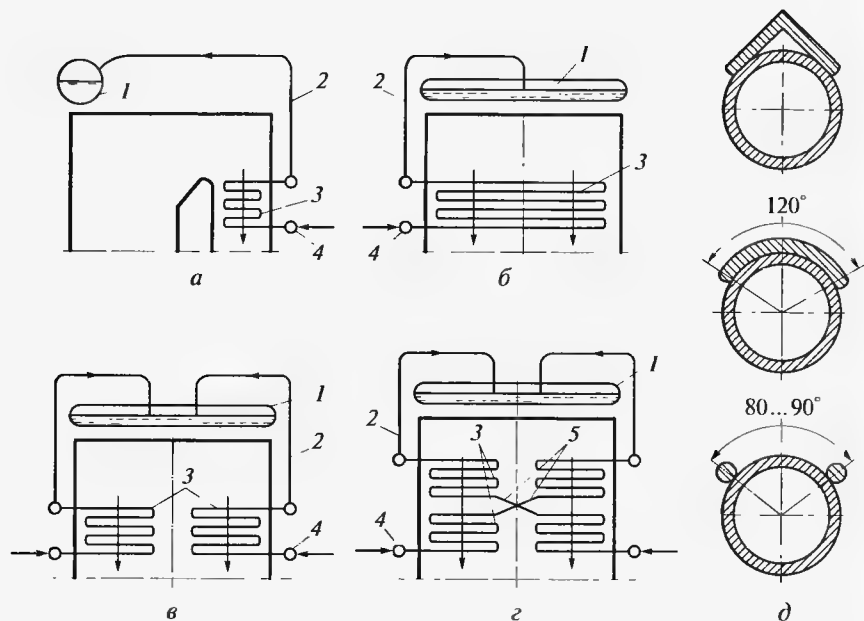


Рис. 10.13. Варианты компоновки экономайзера и защиты труб:

а — расположение змеевиков перпендикулярно фронтальной стене котла; *б* — то же, параллельно; *в, г* — двусторонне-параллельное фронтальной стене расположение змеевиков; *д* — защита труб от износа; 1 — барабан; 2 — водоперепускные трубы; 3 — экономайзер; 4 — входные коллекторы; 5 — перекидные трубы; стрелками показан ввод питательной воды

которые преодолеваются созданием искусственной тяги, т.е. путем установки дымососа и вентилятора.

Температура подогрева воздуха выбирается в зависимости от способа сжигания и вида топлива. Для природного газа и мазута, сжигаемых в камерных топках, температура горячего воздуха составляет 200...250 °С, а для пылеугольного сжигания твердого топлива — 300...420 °С.

При наличии в котельном агрегате экономайзера и воздухоподогревателя первым по ходу газа устанавливается экономайзер, а вторым — воздухоподогреватель, что позволяет более глубоко охладить продукты горения, так как температура холодного воздуха ниже температуры питательной воды на входе в экономайзер.

По принципу действия воздухоподогреватели разделяют на рекуперативные и регенеративные. В рекуперативном воздухоподогревателе передача теплоты от продуктов сгорания к воздуху происходит непрерывно через разделительную стенку, по одну сторону которой движутся продукты сгорания, а по другую — нагреваемый воздух.

В регенеративных воздухоподогревателях передача теплоты от продуктов сгорания к нагреваемому воздуху осуществляется путем попеременного нагревания и охлаждения одной и той же поверхности нагрева.

На рис. 10.14 приведен стальной трубчатый воздухоподогреватель рекуперативного типа, в котором к двум трубным доскам 1 толщиной 20...30 мм приварены стальные трубы 2 наружным диаметром 33...40 мм с толщиной стенки 1,2...1,5 мм.

Дымовые газы (продукты горения) движутся по трубам 2 сверху вниз, а воздух поперечным потоком обтекает расположенные в шахматном порядке трубы снаружи.

Воздухоподогреватель может быть разделен поперечными перегородками 3 по воздушной стороне на два, три, четыре и даже пять ходов. Снаружи секции заключены в кожух 4 из листового железа, покрытый теплоизоляцией толщиной 60...70 мм.

В воздушных перепускных коробах предусмотрены направляющие лопатки 5 для более равномерного обтекания воздухом труб воздухоподогревателя.

Для компенсации температурных удлинений труб и кожуха в воздухоподогревателе предусмотрен линзовый компенсатор 6.

В трубчатых воздушонагревателях при заданной невысокой температуре уходящих газов можно подогреть воздух до определенной температуры (не выше 300...320 °С). Для подогрева воздуха до более высоких температур (380...420 °С), например, при сжигании влажных топлив, вместо одноступенчатой применяют двухступенчатую компоновку воздушонагревателя, устанавливая между ступенями I и II экономайзер, что позволяет увеличить температурный напор на ступени II и уменьшить ее поверхность нагрева.

Регенеративный воздухоподогреватель (рис. 10.15) имеет металлический корпус II, внутри которого на валу 12 вращается ро-

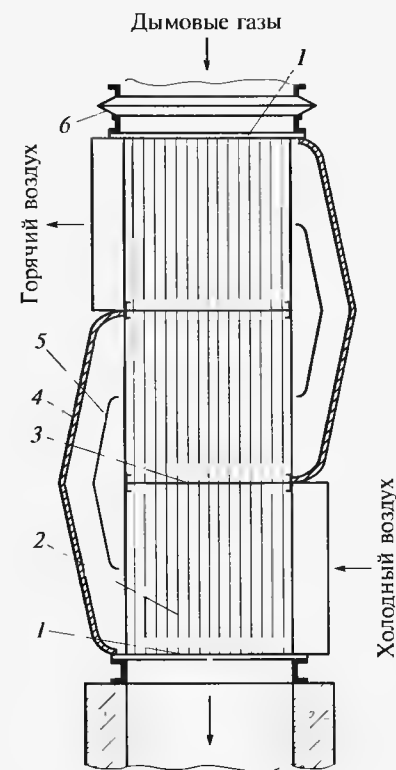


Рис. 10.14. Воздухоподогреватель рекуперативного типа:

1 — трубные доски; 2 — трубы; 3 — перегородка; 4 — кожух; 5 — направляющая лопатка; 6 — линзовый компенсатор

тор 5 с набивкой 6 из тонких (0,6...1 мм) стальных гофрированных и плоских листов, образующих каналы малого эквивалентного диаметра ($d_e = 4...5$ мм) для прохода воздуха и продуктов сгорания. Набивкой, которая служит поверхностью теплообмена, заполняется пустотелый ротор, разделенный сплошными перегородками

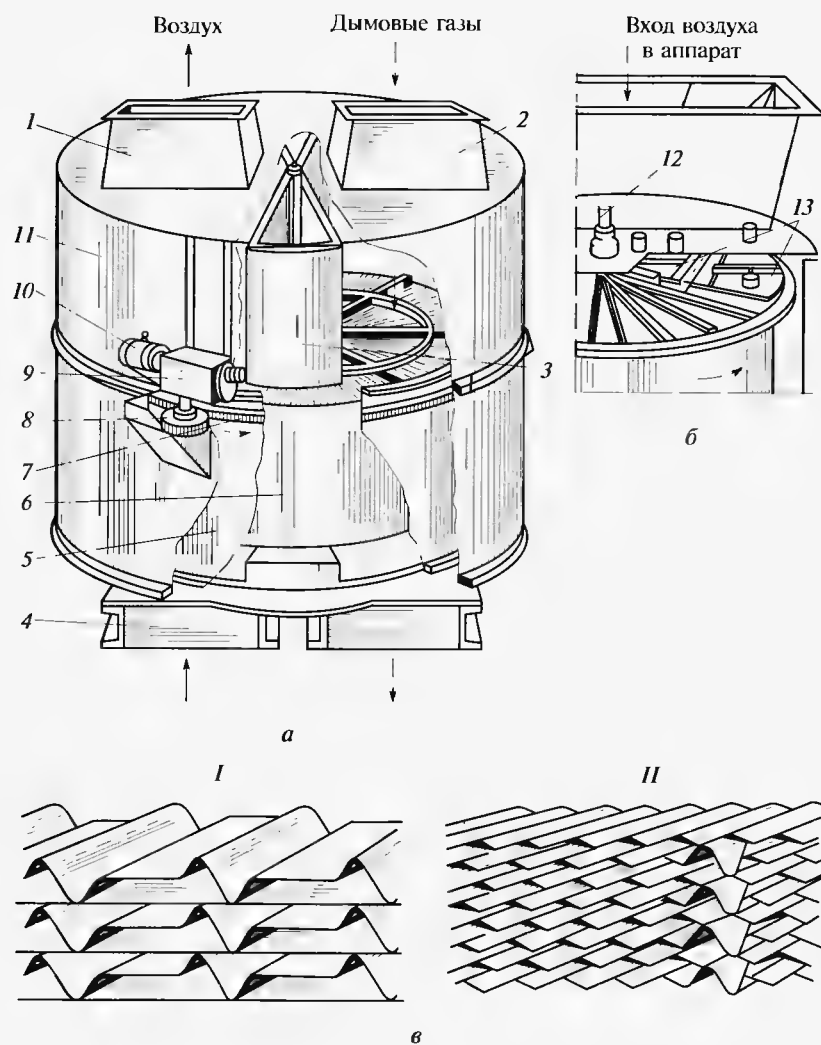


Рис. 10.15. Регенеративный воздухоподогреватель:

а — общий вид; *б* — схема установки радиальных уплотнений; *в* — листовая набивка гладкая (I) и интенсифицированная (II); 1, 2 — воздушный и газовый патрубки; 3 — разделительная перегородка; 4 — опорная рама; 5 — ротор; 6 — набивка; 7, 8 — зубчатое колесо и шестерня; 9 — редуктор; 10 — электродвигатель; 11 — корпус; 12 — вал; 13 — уплотнительные плиты радиального уплотнения

родками на изолированные один от другого секторы. На корпусе, опирающемся на раму 4, установлены патрубки 1 и 2 соответственно подвода и отвода воздуха и газов, привод зубчатого колеса 7, включающий шестерню 8, редуктор 9 и электродвигатель 10, а также разделительные перегородки 3, под которыми расположены уплотнительные плиты, обеспечивающие радиальное уплотнение.

Ротор медленно (с частотой вращения $2...6 \text{ мин}^{-1}$) вращается в неподвижном корпусе. Пластины ротора нагреваются газом (при прохождении под газовыми патрубками), а после поворота ротора (при прохождении под воздушными патрубками) отдает теплоту проходящему воздуху.

Регенеративные воздухонагреватели (РВ) применяются как с вертикально (РВВ), так и с горизонтально (РВГ) расположенным ротором. Регенеративные подогреватели более компактны, имеют меньшие металлоемкость и сопротивление по сравнению с трубчатыми, их коррозия меньше сказывается на работе котла. Площадь поверхности нагрева 1 м^3 набивки составляет $200...250 \text{ м}^2$.

В то же время наличие вращающихся деталей требует установки сложных уплотнений, которые ненадежны в работе, приводят к повышенному перетоку воздуха в газовую среду (нормативный подсос воздуха $0,2...0,25$). Из-за вращающихся деталей необходим постоянный контроль за охлаждением вала ротора и подшипников, усложнены условия эксплуатации из-за забивания золой межпластинчатых зазоров, особенно при работе на высокозольных топливах. Вследствие коробления набивки подогрев воздуха в регенеративных подогревателях ограничен температурой 300°C .

10.3. Паровые котлы

Паровой котел МЗК-7АГ. Вертикально-цилиндрический паровой котел МЗК-7АГ Московского завода котлоагрегатов — это котел с естественной циркуляцией. Котел (рис. 10.16) состоит из верхнего 13 и нижнего 10 кольцевых коллекторов, соединенных между собой прямыми вертикальными трубами 11, расположенными по концентрическому окружностям в шахматном порядке. Первый внутренний кольцевой ряд образует цилиндрическую топочную камеру. Шаг труб обеспечивает их крепление в трубных решетках вальцовкой или сваркой. Для обеспечения работы котла под наддувом при избыточном давлении $200...500 \text{ Па}$ ($20...50 \text{ кгс/м}^2$) топочная камера выполняется газоплотной за счет применения плавниковых труб, сваренных между собой по плавникам.

Часть экранных труб, между которыми выходят топочные газы, установлена более редко и не имеет плавников. Радиационная поверхность топки и последующие ряды труб, образующие конвективную поверхность, выполнены из труб с наружным диаметром 38 мм.

1 — крышка; 2 — поворотная заслонка; 3 — горелка; 4, 5, 7 — электроды соответственно верхнего, нижнего и аварийного уровней воды; 6 — равномерная колонка; 8 — воздушный регистр; 9 — вентиль продувки; 10 — нижний коллектор; 11 — трубы; 12 — топка; 13 — верхний коллектор

Котел снабжен питательным насосом и дутьевым вентилятором. Воздух, необходимый для горения, подается вентилятором через патрубок в воздушный кольцевой канал, образованный внутренней жаростойкой и наружной обшивками, являющийся одновременно и тепловой изоляцией котла. Нагретый воздух из кольцевого канала через воздухопровод и воздушный регистр 8 подается в горелку 3 котла. На воздушном регистре предусмотрена поворотная заслонка 2, осуществляющая двухпозиционное регулирование подачи воздуха в зависимости от расхода используемого топлива.

Паровой котел серии Е-1-9. Вертикально-водотрубный паровой котел (рис. 10.17) состоит из камерной топки 8, топочных экранов, двух барабанов (верхнего 1 и нижнего 9) и котельного пучка труб 10. Топка экранирована фронтальным экраном 5, переходящим в потолочный экран 4, а также боковыми экранами 3. Для топочных экранов и котельного пучка используют трубы $\varnothing 51 \times 2,5$ мм. Топочные экраны включены в контуры циркуляции с помощью фронтального и четырех боковых коллекторов 6, сваренных в барабаны.

Паровые котлы типа ДКВР. Вертикально-водотрубные котлы типа ДКВР предназначены для выработки насыщенного и перегретого пара с температурой 250, 370 и 440 °С, имеют несколько типоразмеров с рабочим давлением пара 1,4; 2,4; 3,9 МПа и номинальной производительностью 2,5; 4; 6,5; 10; 20; 35 т/ч.

Котлы типа ДКВР являются унифицированными. Они представляют собой двухбарабанные вертикально-водотрубные котлы с естественной циркуляцией. По длине верхнего барабана котлы ДКВР имеют две модификации — с длинным барабаном и укороченным. У котлов паропроизводительностью 2,5; 4; 6,5 и 10 т/ч (раннего вы-

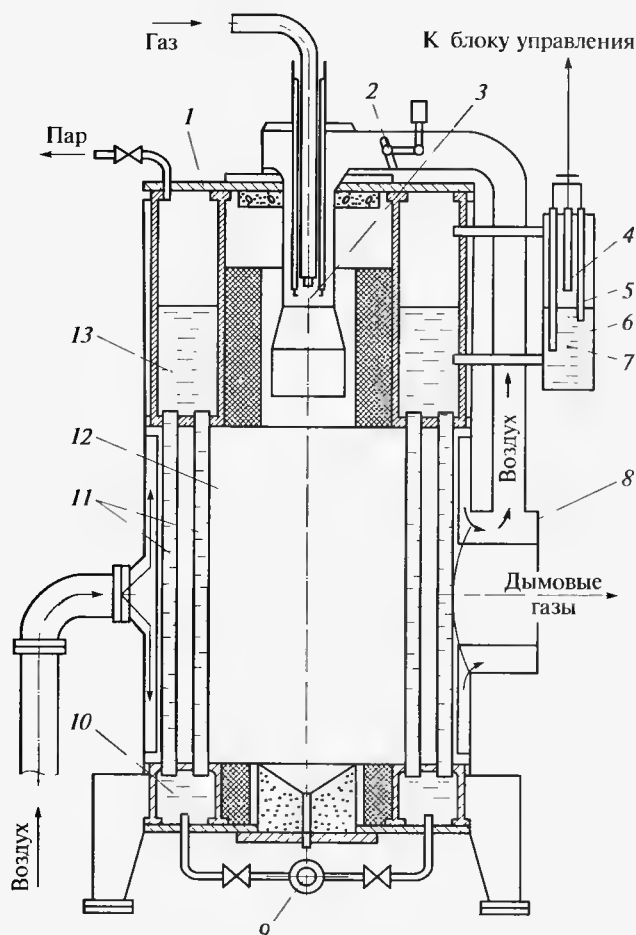


Рис. 10.16. Паровой котел МЗК-7АГ:

1 — крышка; 2 — поворотная заслонка; 3 — горелка; 4, 5, 7 — электроды соответственно верхнего, нижнего и аварийного уровней воды; 6 — равномерная колонка; 8 — воздушный регистр; 9 — вентиль продувки; 10 — нижний коллектор; 11 — трубы; 12 — топка; 13 — верхний коллектор

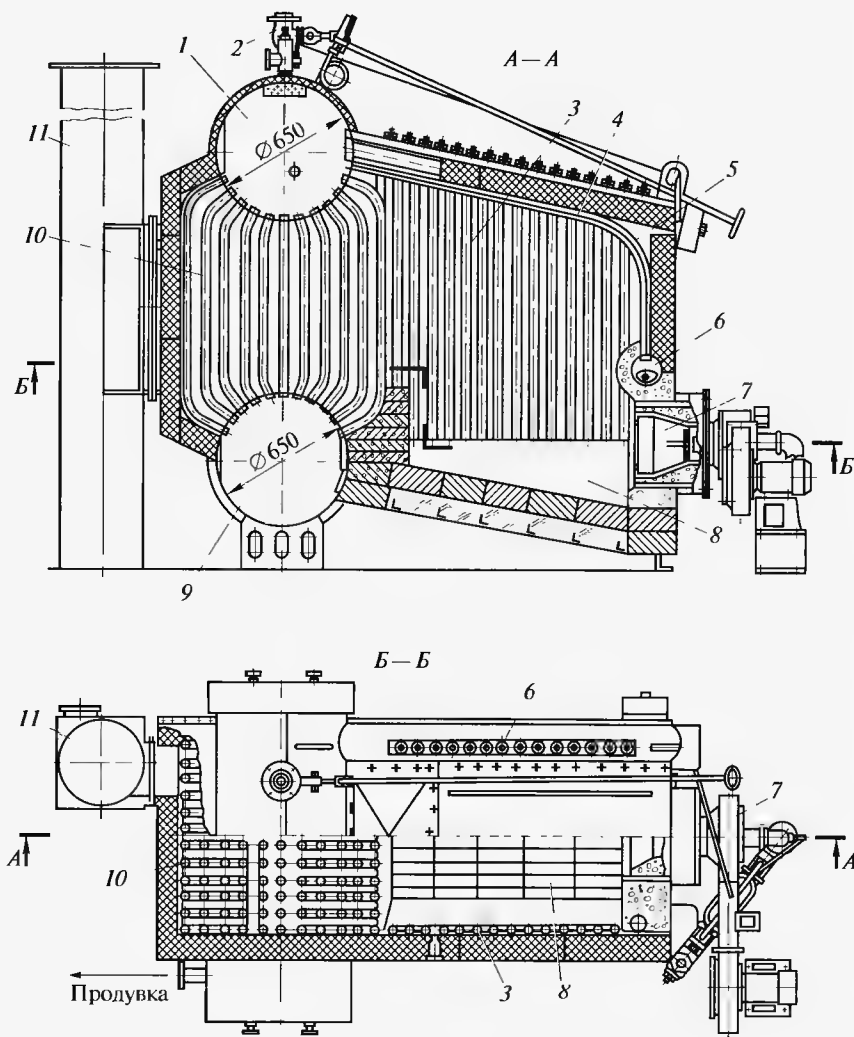


Рис. 10.17. Вертикально-водотрубный паровой котел типа Е-1-9-1г:

1 — верхний барабан; 2 — главный паровой вентиль; 3 — боковой экран; 4 — потолочный экран; 5 — фронтальный экран; 6 — коллектор; 7 — горелка; 8 — камерная топка; 9 — нижний барабан; 10 — котельный пучок труб; 11 — дымовая труба

пуска) верхний барабан значительно длиннее нижнего. У котлов паропроизводительностью 10 т/ч последней модификации и большей мощности верхний барабан значительно укорочен. Котлы типа ДКВР для работы на том или ином топливе комплектуются соответствующими топочными устройствами. Котлы марок ДКВР-2,5-13;

-4-13 и -6,5-13 имеют одинаковое конструктивное оформление. На рис. 10.18 приведен котел ДКВР-6,5-13 с двумя изготовленными из стали 16ГС барабанами (верхний 2 и нижний 13), одинакового внутреннего диаметра 1000 мм. Нижний барабан укорочен на размер топки. Котел имеет экранированную топочную камеру 1 и кипятильный пучок 10. Топочные экраны и трубы кипятильного пучка выполнены из труб $\varnothing 51 \times 2,5$ мм. Топочная камера 1 разделена кирпичной стенкой 15 на собственно топку и камеру догорания 8, предназначение которой устранить опасность затягивания пламени в пучок кипятильных труб и снизить потери от химической неполноты сгорания.

Ход движения продуктов горения топлива в котле схематично изображен на рис. 10.19, а. Дымовые газы из топки выходят через окно, расположенное в правом углу стенки топки, и поступают в камеру догорания. С помощью двух перегородок 9 (см. рис. 10.18) — шамотной (первая по ходу газов) и чугуновой — внутри котла образованы два газохода, по которым дымовые газы движутся, поперечно омывая все трубы конвективного пучка. После этого они выходят из котла через специальное окно, расположенное с левой стороны в задней стенке котла.

Верхний барабан в передней части соединен с двумя коллекторами 16 трубами, образующими два боковых топочных экрана. Одним концом экранные трубы ввальцованы в верхний барабан, а другим приварены к коллекторам $\varnothing 108 \times 4$ мм. В задней части верхний барабан соединен с нижним барабаном пучком кипятильных труб, которые образуют развитую конвективную поверхность нагрева. Расположение труб коридорное с одинаковым шагом 110 мм в продольном и поперечном направлениях. Коллекторы соединены с нижним барабаном с помощью перепускных труб.

Питательная вода подается в котел по двум перфорированным (с боковыми отверстиями) трубам 5 под уровень воды в верхний барабан. По опускным трубам вода из барабана поступает в коллекторы 16, а по боковым экранным трубам пароводяная смесь поднимается в верхний барабан, образуя таким образом два контура естественной циркуляции.

Третий контур циркуляции образуют верхний и нижний барабаны котла и кипятильный пучок.

Опускными трубами этого контура естественной циркуляции являются трубы наименее обогреваемых последних рядов по ходу газов кипятильного пучка.

Вода по опускным трубам поступает из верхнего барабана в нижний, а пароводяная смесь по остальным трубам котельного пучка, имеющим повышенную тепловую нагрузку, поднимается в верхний барабан. В верхнем барабане котла происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду. Для снижения солевого содержания и влажности пара в верхнем барабане установлено сепарационное

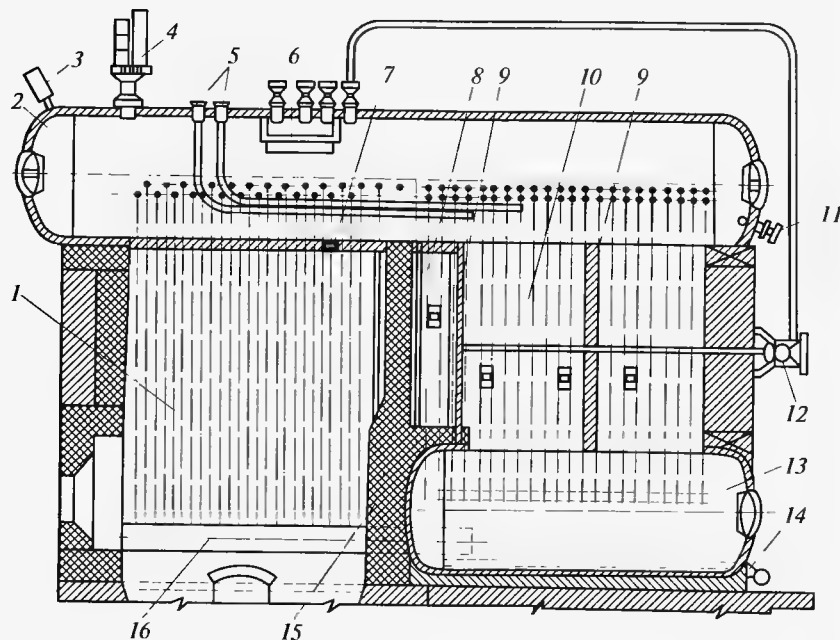


Рис. 10.18. Паровой котел типа ДКВР-6,5-13:

1 — топочная камера; 2 — верхний барабан; 3 — манометр; 4 — предохранительный клапан; 5 — питательные трубопроводы; 6 — сепарационное устройство; 7 — легкоплавкая пробка; 8 — камера догорания; 9 — перегородка; 10 — кипятильный пучок труб; 11 — трубопровод непрерывной продувки; 12 — обдувочное устройство; 13 — нижний барабан; 14 — трубопровод периодической продувки; 15 — кирпичная стенка; 16 — коллектор

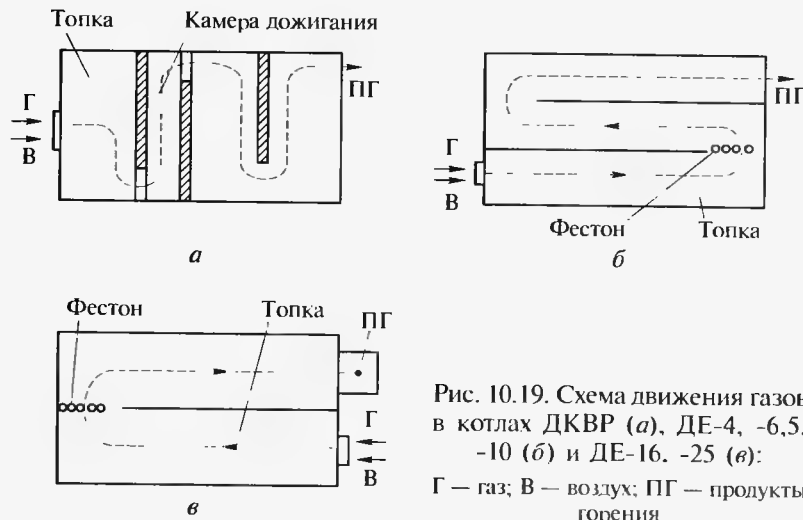


Рис. 10.19. Схема движения газов в котлах ДКВР (а), ДЕ-4, -6,5, -10 (б) и ДЕ-16, -25 (в): Г — газ; В — воздух; ПГ — продукты горения

устройство 6 из жалюзи и дырчатого листа, улавливающее капельки уносимой с паром котловой воды. При необходимости производства перегретого пара пароперегреватель устанавливают после второго или третьего ряда труб кипятильного пучка, заменяя часть его труб. Для котлов с давлением 1,4 МПа и перегревом 225... 250 °С пароперегреватель состоит из одной вертикальной петли, а для котлов с давлением 2,4 МПа необходимы несколько петель из труб $\varnothing 32 \times 3$ мм.

В нижней части верхнего барабана имеются трубопровод 11 непрерывной продувки с целью снижения солевого содержания котловой воды и поддержания его на заданном уровне, а также две контрольные легкоплавкие пробки 7, сигнализирующие об упуске воды.

Нижний барабан является шламоотстойником; из него по специальному перфорированному трубопроводу 14 проводится периодическая продувка котла. Кроме того, в нижнем барабане имеются линия для слива воды и устройство для подогрева паром в период растопки котла.

На верхнем барабане установлены два водоуказательных стекла, манометр 3, предохранительные клапаны 4, имеется патрубок для отбора пара на собственные нужды, парозапорный вентиль. Для защиты обмуровки и газоходов от разрушения при возможных взрывах котла в верхних частях топки и кипятильного пучка расположены взрывные предохранительные клапаны.

Очистка наружных поверхностей труб от загрязнений проводится паром через обдувочное устройство 12 — вращающуюся трубу с соплами. Рассматриваемый котел несущего каркаса не имеет, трубно-барабанная система его размещается на опорной раме, с помощью которой котел крепится к фундаменту.

Паровые котлы производительностью 10, 20, 35 т/ч имеют рабочее давление 1,4; 2,4 и 3,9 МПа и выполняются как с пароперегревателем, так и без него.

Обмуровка котлов типа ДКВР выполняется из шамотного и обыкновенного кирпича или облегченная из термоизоляционных плит.

Все котлы типа ДКВР и особенно котлы с повышенным рабочим давлением работают на химически очищенной и деаэрированной воде. Коэффициент полезного действия этих котлов при сжигании газа и мазута — 90 %.

Паровые котлы серии ДЕ. Вертикально-водотрубный котел серии ДЕ (Д-образный с естественной циркуляцией) предназначен для выработки насыщенного и перегретого пара с температурой 225 °С, имеет несколько типоразмеров с рабочим давлением пара 1,4 МПа и номинальной производительностью 4; 6,5; 10; 16 и 25 т/ч.

Котлы специализированы на сжигание газа и мазута, что дает возможность более полно реализовать преимущества этих высококалорийных топлив.

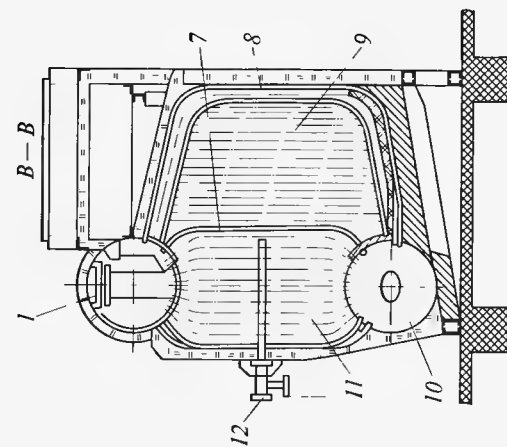
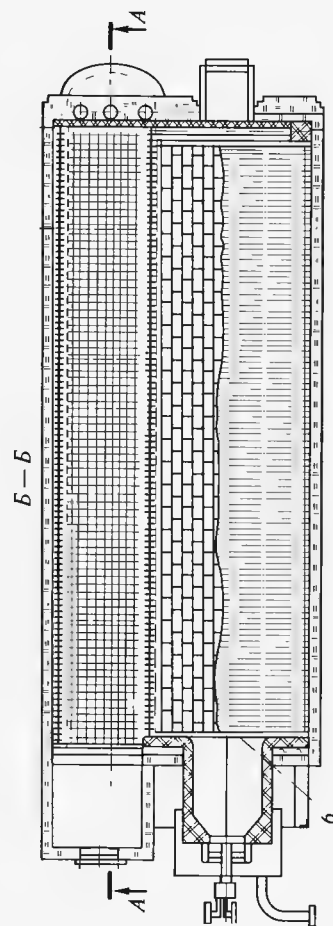
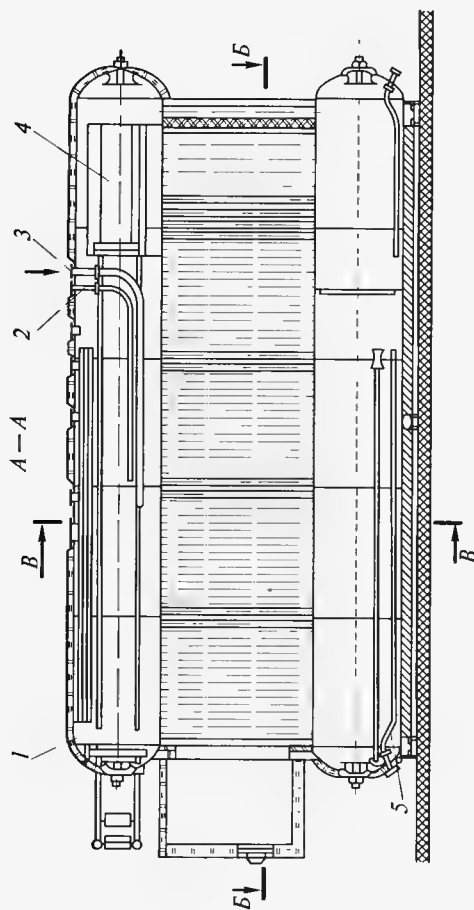


Рис. 10.20. Паровой котел серии ДЕ:
1 — верхний барабан; 2 — трубопровод для фосфатирования; 3 — трубопровод для подвода питательной воды; 4 — солевой отсек барабана; 5 — труба для продувки; 6 — горелка; 7 — газоплотная перегородка; 8 — правый экран; 9 — топочная камера; 10 — нижний барабан; 11 — конвективный пучок; 12 — устройство для обдувки



Характерной конструктивной особенностью котлов серии ДЕ (рис. 10.20) является расположение топочной камеры 9 сбоку от конвективного пучка 11, что предотвращает обогрев верхнего барабана 1 и значительно уменьшает площадь ограждающих поверхностей.

Котлы всех типоразмеров имеют единый поперечный профиль (ширина топочной камеры — 1790 мм, средняя высота топки — 2500 мм) и различаются лишь длиной и схемой движения газов в конвективном газоходе.

Топка котла полностью экранирована и отделена от конвективного пучка газоплотной перегородкой 7, выполненной, как и все теплопринимающие поверхности котла, из труб $\varnothing 51 \times 2,5$ мм. В задней части перегородки имеется окно (фестон) для прохода газов в конвективный пучок, который образован коридорно-расположенными вертикальными трубами. Трубы правого экрана 8, покрывающего также пол и потолок топочной камеры, а также левого бокового экрана (перегородки 7 и фестона) и конвективного пучка ввальцованы в верхний 1 и нижний 10 барабаны.

Трубы заднего экрана крепятся сваркой к нижнему и верхнему коллекторам $\varnothing 159 \times 6$ мм. Фронтальный экран паровых котлов ДЕ-4; -6,5; -10 аналогичен заднему и отличается лишь отсутствием части труб в середине (для размещения амбразуры горелки 6 и лаза, совмещенного со взрывным клапаном).

У котлов ДЕ-16 и ДЕ-25 фронтальный экран образован четырьмя трубами, замкнутыми непосредственно на верхний и нижний барабаны. Под топки закрыт слоем огнеупорного кирпича. На фронтальной стене котлов ДЕ установлено по одной газомаслутной горелке: на котлах ДЕ-4; -6,5 и -10 — вихревые горелки ГМ-2,5; -4,5; -7 тепловой мощностью¹ соответственно 2,5; 4,5 и 7 Гкал/ч; на котле ДЕ-16 используется горелка ГМ-10 с цилиндрической амбразурой тепловой мощностью 10 Гкал/ч; на котле ДЕ-25 установлена камера двухступенчатого сжигания с горелкой ГМ-16 тепловой мощностью 16 Гкал/ч.

Движение газов в котлах ДЕ схематично показано на рис. 10.19, б, в. Дымовые газы проходят топку, поступают через окно в перегородке в конвективный пучок. Котлы производительностью 4; 6,5 и 10 т/ч имеют в конвективных пучках продольные перегородки (см. рис. 10.19, б), что обеспечивает разворот газов в пучке и выход газов через заднюю стенку котла. Котлы производительностью 16 и 25 т/ч таких перегородок не имеют (см. рис. 10.19, в). Переброс дымовых газов с фронтального экрана котлов к расположенному сзади экономайзеру осуществляется газовым коробом, который размещен над топочной камерой. Контуры боковых экранов и кон-

¹ Для перевода тепловой мощности в единицы СИ необходимо использовать коэффициенты пересчета: 1 ккал/ч = 1,16 Вт; 1 Гкал/ч = 1,16 МВт

вективного пучка всех типоразмеров котлов (а также фронтального экрана котлов производительностью 16 и 25 т/ч) замкнуты на барабаны непосредственно, а контуры заднего экрана всех котлов и фронтального экрана котлов производительностью 4; 6,5 и 10 т/ч — через промежуточные коллекторы, причем нижний расположен горизонтально, а верхний — наклонно.

Котлы производительностью 4; 6,5 и 10 т/ч не имеют ступенчатого испарения. Котлы производительностью 16 и 25 т/ч имеют ступенчатую систему испарения с внутрибарабанным солевым отсеком 4 (см. рис. 10.20). Ступенчатое испарение воды в котельном агрегате позволяет повысить качество пара (уменьшить солесодержание пара при сниженной величине непрерывной продувки).

Во вторую ступень испарения выделены первые по ходу газов ряды труб конвективного пучка. Опускная система контура солевого отсека состоит из необогреваемых труб $\varnothing 159 \times 4,5$ мм (две трубы у котла производительностью 16 т/ч и три трубы у котла производительностью 25 т/ч). Опускная система первой ступени испарения включает в себя последние по ходу газов трубы конвективного пучка.

В качестве сепарационных устройств первой ступени испарения используют установленные в верхнем барабане щитки и козырьки, направляющие пароводяную смесь из экранных труб на уровень воды. Для выравнивания скоростей пара по всей длине барабана котел снабжают дырчатым пароприемным потолком. На всех котлах кроме котла производительностью 4 т/ч перед пароприемным потолком устанавливается горизонтальный жалюзийный сепаратор. Питательная вода поступает в водяное пространство барабана по трубопроводу 3. Для осуществления внутрикотловой обработки воды по специальному трубопроводу 2 в верхний барабан вводится водный раствор тринатрийфосфата, который, вступая в химическую реакцию с растворенными в котловой воде солями, переводит их в нерастворимое состояние. Образующийся шлам по опускающим трубам поступает в нижний барабан.

В нижнем барабане расположена перфорированная труба 5, через которую для котлов производительностью 4...10 т/ч осуществляется вся продувка котла. На котлах производительностью 16...25 т/ч через эти трубы осуществляется только периодическая продувка котла, а непрерывная ведется из солевого отсека верхнего барабана.

Для осуществления контроля за работой котла в верхнем барабане размещены котловой манометр и два водоуказательных стекла. Кроме того, на верхнем барабане установлены два предохранительных клапана, главный парозапорный вентиль, трубопроводы отбора пара на собственные нужды. Котлы оснащены обдувочными аппаратами для очистки поверхностей нагрева от загрязнений. Обмуровка боковых стен котла выполнена натрубной и состоит из шамотобетона по сетке и изоляционных плит. Для уменьшения

подсосов воздуха в газовый тракт котла снаружи натрубная обмуровка покрывается металлической листовой обшивкой, которая приваривается к обвязочному каркасу. Хвостовыми поверхностями нагрева котла являются отдельно стоящие стандартные чугунные экономайзеры. КПД котла в зависимости от производительности составляет 90,3...92,8 % при работе на газовом топливе и 88,7...91,4 % при работе на мазуте.

Паровой котел БМ-35. Приведенный на рис. 10.21 паровой котел БМ-35 производства Белгородского завода энергетического машиностроения является современным котлом с естественной циркуляцией, предназначенным для работы на природном газе и мазуте. Характеристики котла: производительность 50 т/ч; давление перегретого пара 3,9 МПа; температура перегретого пара 440 °С.

Камерная топка 6 экранирована трубами $\varnothing 60 \times 3$ мм. Опускные трубы $\varnothing 83 \times 4$ мм расположены вне топки. На фронтальной стене котла установлены четыре газовые горелки 7 диффузионного типа. Смесеобразование газа с завихренным потоком воздуха осуществляется в амбразуре горелки и заканчивается в топке. Горизонтальный под топки не экранирован и выполнен из огнеупорного кирпича, уложенного на слой теплоизоляционного материала.

Задний экран на выходе из топки разведен и образует трехрядный фестон 8. В горизонтальном газоходе котла установлен пароперегреватель 3, а в опускающей шахте — водяной экономайзер 4, состоящий из четырех пакетов, и воздухоподогреватель 5.

Пароперегреватель 3 котла состоит из двух ступеней и выполнен из труб $\varnothing 38 \times 4$ мм. Расположение труб коридорное. Насыщенный пар из барабана 1 по потолочным трубам поступает в первую по ходу пара ступень пароперегревателя и движется в ней противоточно по отношению к потоку дымовых газов. Далее пар поступает в коллектор, где расположен регулятор 2 перегрева пара — пароохладитель поверхностного типа, в который поступает охлаждающая питательная вода из питательной магистрали. Из регулятора перегрева пар поступает во вторую по ходу пара ступень пароперегревателя, где входные змеевики включены противоточно, а выходные — прямоточно по отношению к направлению движения продуктов сгорания. Над выходным коллектором пароперегревателя расположена главная паровая задвижка.

Водяной экономайзер 4 кипящего типа выполнен из стальных труб $\varnothing 32 \times 3$ мм, расположенных в шахматном порядке. Отвод пароводяной смеси из верхнего коллектора последнего по ходу воды пакета осуществляется по четырем трубопроводам, подведенным к барабану. В горизонтальном и вертикальном направлениях змеевики пакетов экономайзера дистанционированы специальными планками и подвесками, изготовленными из жароупорной стали. В период растопки и останова котла экономайзер может быть вклю-

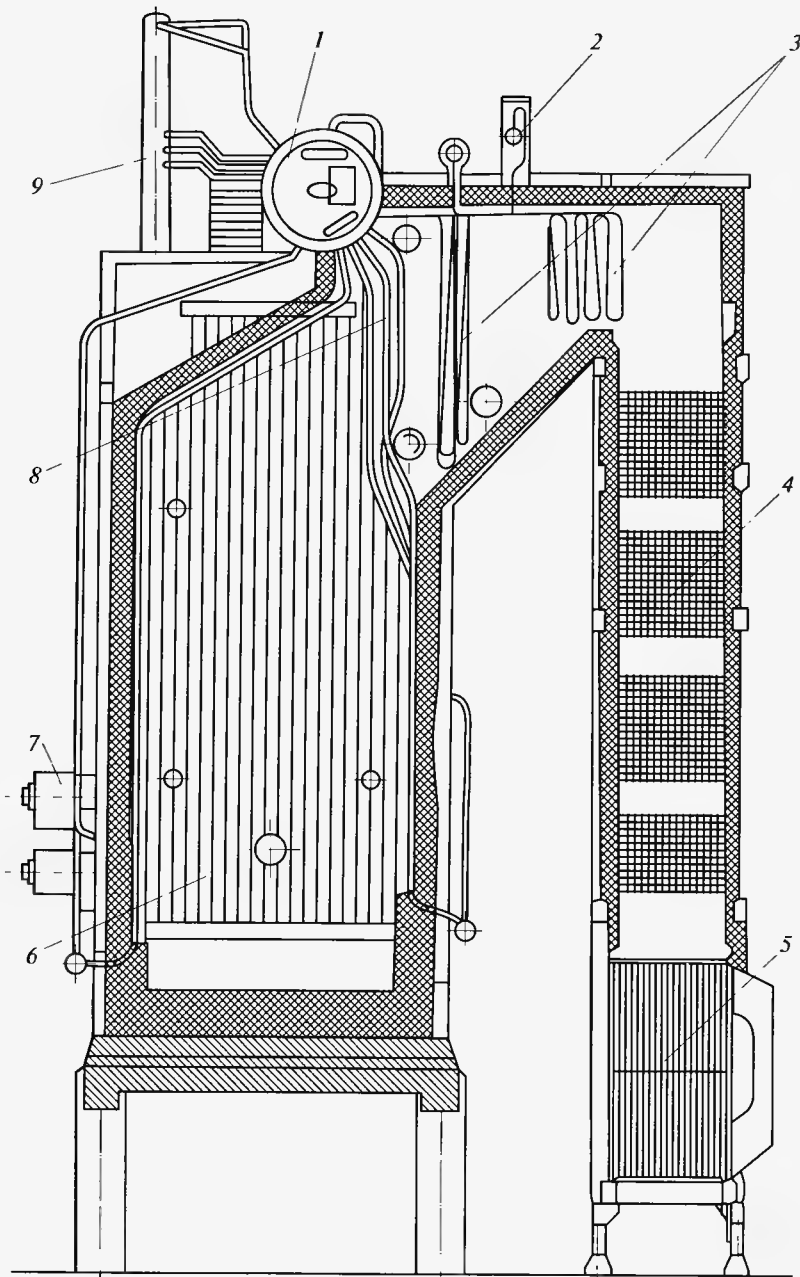


Рис. 10.21. Паровой котел БМ-35:

1 — барабан; 2 — регулятор перегрева пара; 3 — пароперегреватели; 4 — водяной экономайзер; 5 — воздухоподогреватель; 6 — топка; 7 — горелки; 8 — флестон; 9 — выносной циклон

чен в линию рециркуляции воды, что обеспечивает надежное его охлаждение в эти периоды.

Воздухоподогреватель 5 стальной трубчатый двухходовой по воздуху состоит из шести секций. Диаметр труб $40 \times 1,5$ мм. Верхняя трубная доска воздухоподогревателя соединена с газоходом линзовым компенсатором, что обеспечивает его плотность с воздушной и газовой сторон при разных термических расширениях труб и кожуха. Подогрев воздуха в воздушном подогревателе $200 \dots 250^\circ\text{C}$.

Обмуровка котла облегченного типа закреплена на каркасе котла и выполнена в два слоя: первый, обращенный внутрь газохода, выложен из шамотного кирпича, второй — из изоляционной керамзитовой плитки. Уплотнение обмуровки осуществляется с помощью металлической обшивки.

Испарительная система котла выполнена по схеме двухступенчатого испарения. Испарительные контуры первой ступени испарения включены непосредственно в барабан. Разделение пароводяной смеси, поступающей из первой ступени испарения, осуществляется в циклонах, установленных в барабане. Для очистки пара от влаги на выходе из барабана установлены жалюзийные сепараторы и за ними дырчатые распределительные щиты. Пар из выносных циклонов 9 второй ступени испарения подается в паровое пространство барабана под жалюзийные сепараторы и смешивается с основным потоком пара. Питательная вода подается через распределительные жалюзи под уровень воды в барабане. Питание водой второй ступени испарения каждого выносного циклона осуществляется из торцов барабана по двум трубам. Непрерывная продувка котла осуществляется из выносных циклонов.

Котел имеет восемь контуров естественной циркуляции: фронтальный, задний, два основных боковых экрана, расположенных в средней части боковых стен, и четыре экрана, расположенных с обеих сторон основных экранов. Основные боковые экраны включены в выносные циклоны второй ступени испарения. Все остальные контуры циркуляции включены в барабан — первую ступень испарения.

10.4. Водогрейные котлы

Общие сведения. Водогрейные котлы, назначением которых является получение горячей воды заданных параметров, применяют для теплоснабжения систем отопления и вентиляции, бытовых и технологических потребителей. Водогрейные котлы, работающие обычно по прямоточному принципу с постоянным расходом воды, устанавливают не только на ТЭЦ, но и в районных отопительных, а также отопительно-производственных котельных в качестве основного источника теплоснабжения.

Промышленность выпускает широкий ассортимент унифицированных по конструкции водогрейных котлов. Их характеризуют по теплопроизводительности, температуре и давлению воды, а также по роду металла, из которого они изготовлены. Чугунные котлы выпускаются теплопроизводительностью до 1...1,5 Гкал/ч, давлением 0,7 МПа, с температурой горячей воды до 115 °С. Стальные котлы изготавливаются в соответствии со шкалой теплопроизводительности на 4; 6,5; 10; 20; 30; 50; 100; 180 Гкал/ч (4,5; 7,5; 11,6; 23,2; 35; 58; 116 и 210 МВт).

Водогрейные котлы до 30 Гкал/ч обычно обеспечивают работу только в основном режиме с подогревом воды до 150 °С при давлении воды на входе в котел 1,6 МПа. Для котлов мощностью выше 30 Гкал/ч предусматривается возможность работы как в основном, так и в пиковых режимах с подогревом воды до 200 °С при максимальном давлении ее на входе в котел 2,5 МПа.

Водогрейные котлы типа ТВГ. Теплофикационные водогрейные котлы (ТВГ) выпускаются теплопроизводительностью 4 и 8 Гкал/ч. Это секционные сварные котлы и предназначены для работы на газе с нагревом воды не более 150 °С. На рис. 10.22 приведен котел ТВГ-8. Радиационная поверхность топки 12 и конвективная поверхность 11 нагрева состоят из отдельных секций, выполненных из труб $\varnothing 51 \times 2,5$ мм. Трубы в секциях конвективной поверхности расположены горизонтально, а в секциях радиационной поверхности — вертикально. Радиационная поверхность состоит из фронтально-потолочного экрана и пяти секций экранов, три из которых двойного облучения (двухсветные экраны 14).

Котел оборудован подовыми горелками 15, которые размещены между секциями радиационной поверхности. Воздух от вентилятора поступает в воздушный канал 13, из которого подается в подподовые каналы 16, соединенные с горелками. Продукты сгорания топлива движутся вдоль труб радиационной поверхности, проходят через окно в задней части топки и поступают в опускную шахту, омывая конвективную поверхность поперечным потоком.

Вода для подогрева поступает в два нижних коллектора 1 конвективной поверхности, пройдя последнюю, она собирается в верхних коллекторах 2 конвективной поверхности и далее по нескольким потолочно-фронтальным трубам 3 направляется в нижний коллектор 4 потолочного экрана, откуда по потолочно-фронтальным трубам 5 поступает в верхний коллектор 6 этого экрана. После этого вода последовательно проходит экраны: левый боковой 7, три двухсветных 8 и правый боковой 9. Нагретая вода через коллектор правого бокового экрана выходит в теплосеть 10. КПД этого типа котлов составляет 91,5 %.

Водогрейные котлы типа ПТВМ. Котлы данного типа выпускаются средней и большой теплопроизводительности (30, 50 и 100 Гкал/ч), работают на газообразном и жидком топливах. Конст-

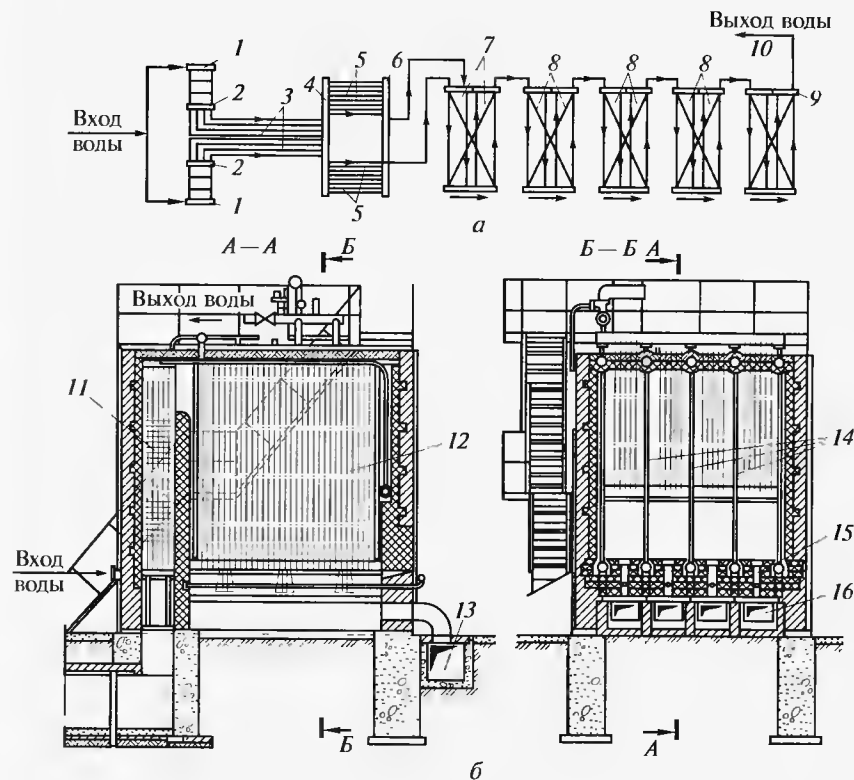


Рис. 10.22. Водогрейный котел ТВГ-8:

а — схема циркуляции воды; б — устройство котла; 1, 2 — нижние и верхние коллекторы конвективной поверхности; 3, 5 — потолочно-фронтальные трубы; 4, 6 — нижний и верхний коллекторы потолочного экрана; 7 — левые боковые экраны; 8, 14 — двухсветные экраны; 9 — правый боковой экран; 10 — выход воды в теплосеть; 11 — конвективная поверхность нагрева; 12 — радиационная поверхность топки; 13 — воздушный канал; 15 — горелки; 16 — подподовые каналы

рукция котлов типа ПТВМ бывает с П-образной компоновкой и башенной. Давление воды на входе в котел 2,5 МПа (25 кгс/см²). Температура воды на входе в котел в основном режиме 70 °С, в пиковом режиме — 104 °С. На выходе температура воды 150 °С.

Водогрейный котел ПТВМ-30 (КВГМ-30-150М). Пиковый теплофикационный водогрейный газомазутный котел (рис. 10.23) теплопроизводительностью 30 Гкал/ч имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры 5, конвективной шахты 2 и соединяющей их поворотной камеры 6.

Все стены топочной камеры котла, а также задняя стенка и потолок конвективной шахты экранированы трубами $\varnothing 60 \times 3$ мм с шагом $S = 64$ мм. Боковые стены конвективной шахты закрыты трубами $\varnothing 84 \times 4$ мм с шагом $S = 128$ мм.

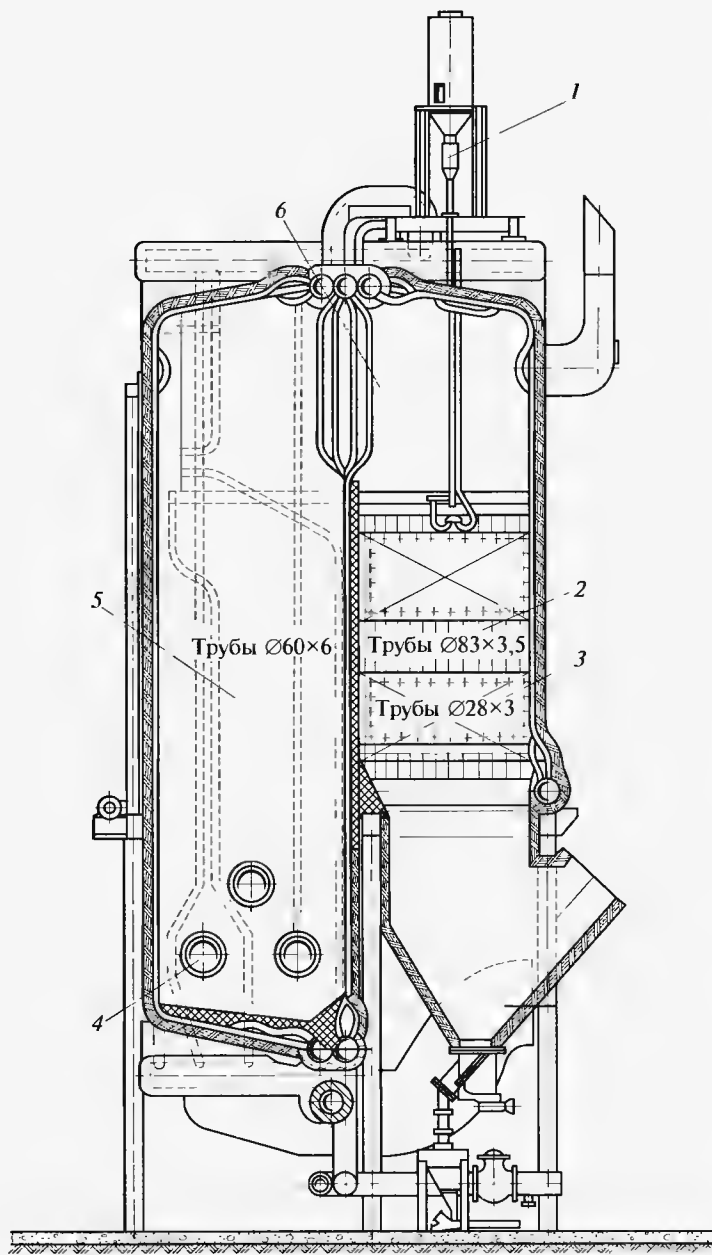


Рис. 10.23. Водогрейный котел ПТВМ-30 (КВГМ-30-150М):

1 — дробеочистительное устройство; 2 — конвективная шахта; 3 — конвективная поверхность нагрева; 4 — газомазутная горелка; 5 — топочная камера; 6 — поворотная камера

Конвективная поверхность нагрева 3 котла, выполненная из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм, состоит из двух пакетов. Змеевики конвективной части собраны в ленты по шесть-семь штук, которые присоединены к вертикальным стойкам.

Котел оборудован шестью газомазутными горелками 4, установленными по три встречно на каждой боковой стенке топки. Диапазон регулирования нагрузки котлов — 30... 100 % номинальной производительности. Регулирование производительности осуществляется путем изменения числа работающих горелок. Для очистки внешних поверхностей нагрева предусмотрено дробеочистительное устройство 1. Дробь поднимается в верхний бункер с помощью пневмотранспорта от специальной воздушной дувки. Тяга в котле обеспечивается дымососом, а подача воздуха — двумя вентиляторами.

Трубная система котла опирается на рамку каркаса. Облегченная обмуровка котла общей толщиной 110 мм крепится непосредственно к экранным трубам. КПД котла 91 % при работе на газе и 88 % при работе на мазуте. Циркуляционная схема котла приведена на рис. 10.24.

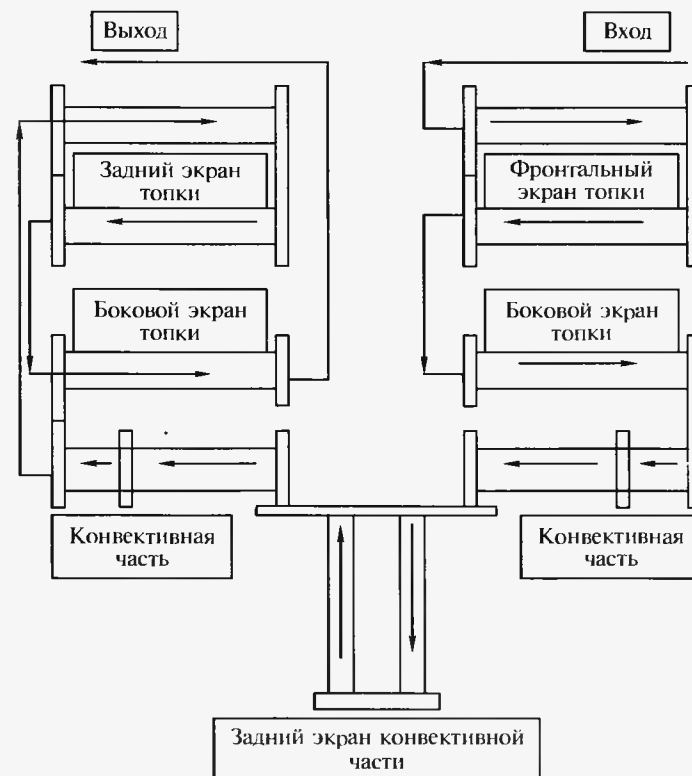


Рис. 10.24. Циркуляционная схема водогрейного котла ПТВМ-30

Водогрейные котлы ПТВМ-50 и -100. Котлы ПТВМ-50 и -100 (рис. 10.25) имеют башенную компоновку и выполнены в виде прямоугольной шахты, в нижней части которой находится полностью экранная топочная камера 3. Экранная поверхность изготовлена из труб $\varnothing 60 \times 3$ мм и состоит из двух боковых, фронтального и заднего экранов. Сверху (над топочной камерой) размещаются конвективные поверхности нагрева 2, выполненные в виде змеевиковых пакетов из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм. Трубы змеевиков приварены к вертикальным коллекторам.

Топка котла ПТВМ-50 оборудована двенадцатью газомазутными горелками 4 с индивидуальными дутьевыми вентиляторами 5. Горелки расположены на боковых стенках (по шесть штук на каждой стороне) в два яруса по высоте. Котел ПТВМ-100 имеет шестнадцать газомазутных горелок с индивидуальными вентиляторами.

Над каждым котлом установлена дымовая труба 1, обеспечивающая естественную тягу. Труба опирается на каркас. Котлы устанавливаются полуоткрыто, поэтому в помещении размещается лишь нижняя его часть (горелки, арматура, вентиляторы и т.д.), а все остальные элементы котла расположены на открытом воздухе.

Вода в котле циркулирует с помощью насосов. Расход воды зависит от режима работы котла: в зимний период применяется четырехходовая схема циркуляции воды и режим работы принят как основной (рис. 10.26, а), а в летний период — двухходовая и режим работы — пиковый (рис. 10.26, б).

При четырехходовой схеме циркуляции вода из теплосети подводится в один нижний коллектор и последовательно проходит через все элементы поверхности нагрева котла, совершая подъемно-опускное движение, после чего также через нижний коллектор отводится в тепловую

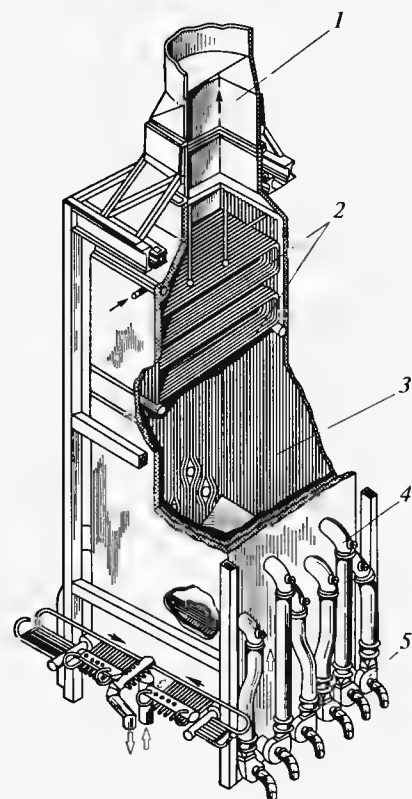


Рис. 10.25. Водогрейные котлы ПТВМ-50 и -100:

1 — дымовая труба; 2 — конвективные поверхности нагрева; 3 — топочная камера; 4 — газомазутная горелка; 5 — вентилятор

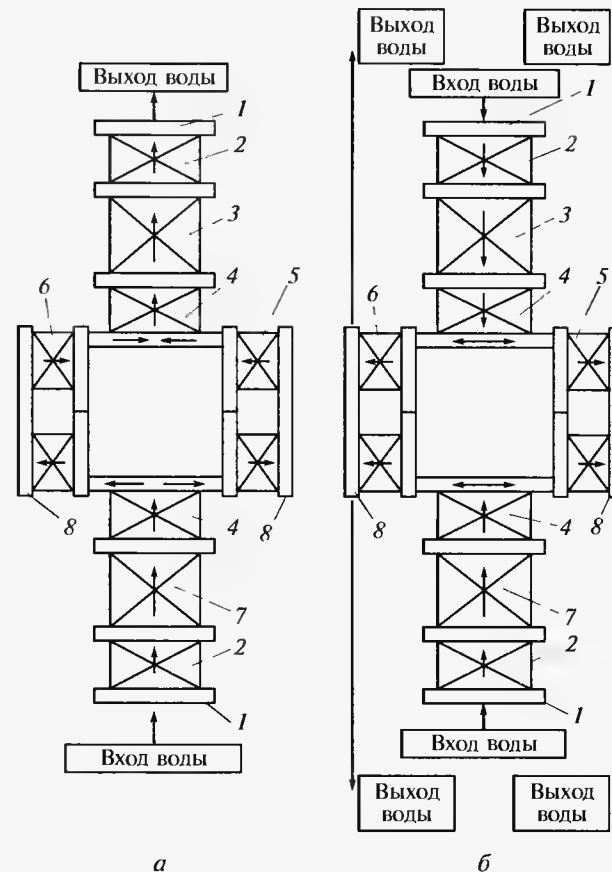


Рис. 10.26. Схема движения воды в котле ПТВМ-50:

а — основной режим; б — пиковый режим; 1 — подводящие и отводящие коллекторы; 2 — соединительные трубы; 3 — фронтальный экран; 4 — конвективный пучок; 5, 6 — левый и правый боковые экраны; 7 — задний экран; 8 — коллекторы контуров

сеть. При двухходовой схеме вода поступает одновременно в два нижних коллектора и, перемещаясь по поверхности нагрева (как показано стрелками на рис. 10.26, б), нагревается и затем направляется в тепловую сеть.

При двухходовой схеме циркуляции через котел пропускается почти в два раза больше воды. Это объясняется тем, что при этом режиме работы котла нагревается большее количество воды (чем в зимний период) и она поступает в котел с более высокой температурой (110 вместо 70 °С).

Водогрейные котлы серии КВ-ГМ. Стальные прямоточные котлы КВ-ГМ конструктивно подразделяют на четыре унифициро-

ванных серии в зависимости от теплопроизводительности: 4 и 6,5; 10, 20 и 30; 50 и 100; 180 Гкал/ч. Котлы не имеют несущего каркаса. Обмуровка у них облегченная трехслойная (шамотобетон, минераловатные плиты и магнезиальная обмазка) крепится к трубам топки и конвективной части. Котлы КВ-ГМ-4 и -6,5 имеют единый профиль, как и котлы теплопроизводительностью 10, 20 и 30 Гкал/ч, и различаются глубиной топочной камеры и конвективной части.

Котлы КВ-ГМ-50 и -100 по конструкции сходны с ними и отличаются только размерами.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-5 и -6,5. На рис. 10.27 приведены водогрейные котлы КВ-ГМ-4 и -6,5, которые имеют топочную камеру 6 и конвективную часть 5 поверхности котла. Топка полностью экранирована трубами $\varnothing 60 \times 30$ мм. Боковые экраны, свод и под топочной камеры образованы одинаковыми Г-образными трубами. На фронтальной стене котла установлены газомазутная ротационная горелка 1 и взрывной предохранительный клапан 2. Неэкранированные поверхности фронта закрыты огнеупорной кладкой, примыкающей к воздушному коробу горелки.

На левой боковой стенке котла имеется лаз 4 в топочную камеру. Часть труб заднего экрана своим верхом выдвинуты в топку и сварены между собой при помощи вставок для устранения попадания в топку дрови при работе установки 3 дробеочистки, используемой для очистки конвективных поверхностей от загрязнения.

Все трубы экранов выведены в верхние и нижние коллекторы $\varnothing 159 \times 7$ мм, внутри которых имеются глухие перегородки, направляющие воду. Топка отделена от конвективной части перегородкой из огнеупорной кирпичной кладки. Продукты сгорания поступают в верхнюю часть топки, откуда через фестон — в конвективную часть, проходят ее сверху вниз и через боковой отвод уходят из котельного агрегата.

Конвективная поверхность 5 котла состоит из четырех пакетов, каждый из которых набирается из U-образных ширм, выполненных из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм. Ширмы расположены параллельно фронтальной стене котла, образуя шахматный пучок труб. Боковые стены конвективной части экранированы трубами $\varnothing 83 \times 3,5$ мм, имеющими плавники, и являются коллекторами (стояками) для труб конвективных пакетов. Потолок конвективной части также экранирован трубами $\varnothing 83 \times 3,5$ мм. Задняя стена не экранирована и имеет лазы 4 вверху и внизу. Вес котла передается на нижние коллекторы, имеющие опоры.

КПД котла КВ-ГМ-4 90,5 % при работе на газе и 86,4 % при работе на мазуте. КПД котла КВ-ГМ-6,5 91,1 % при работе на газе и 87 % при работе на мазуте.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20 и -30. Топочная камера 3 котлов КВ-ГМ-10, -20 и -30 (рис. 10.28) экранирована трубами $\varnothing 60 \times 3$ мм и имеет фронтальный, два боковых и промежуточный 4

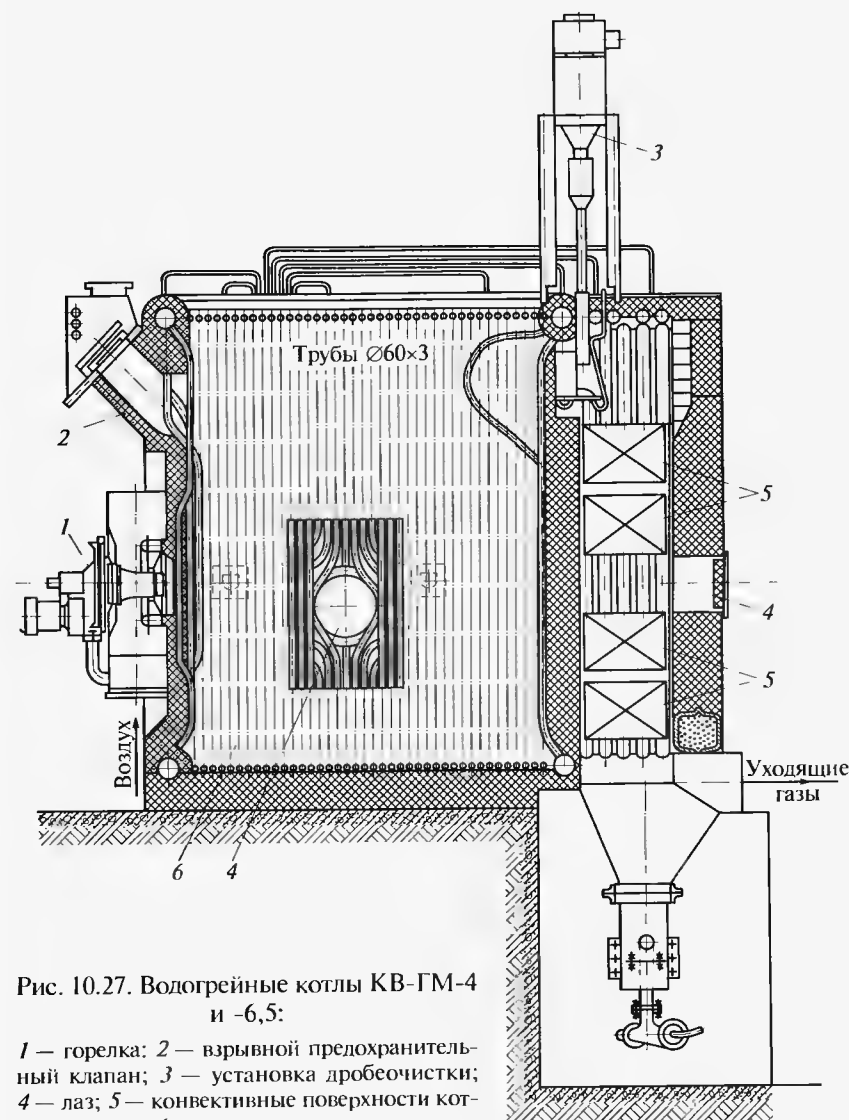


Рис. 10.27. Водогрейные котлы КВ-ГМ-4 и -6,5:

1 — горелка; 2 — взрывной предохранительный клапан; 3 — установка дробеочистки; 4 — лаз; 5 — конвективные поверхности котла; 6 — топочная камера

экраны, которые полностью (за исключением части фронтальной стены, где установлены взрывной клапан 2 и газомазутная горелка 1 с ротационной форсункой) покрывают стены и под топки. Экранные трубы привариваются к коллекторам, имеющим размер $\varnothing 219 \times 10$ мм. Промежуточный экран выполнен из расположенных в два ряда труб и образует камеру догорания 5.

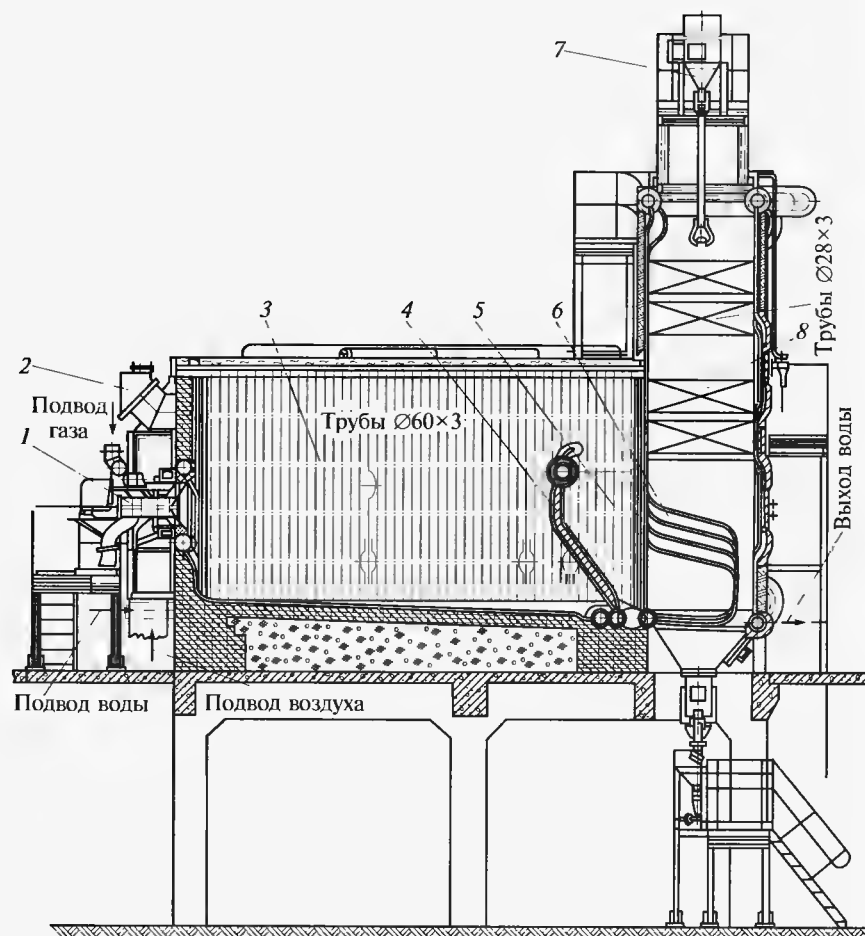


Рис. 10.28. Водогрейные котлы KB-ГМ-10, -20, -30:

1 — газомазутная горелка; 2 — взрывной клапан; 3 — топочная камера; 4 — промежуточный экран; 5 — камера догорания; 6 — фестон; 7 — установка дробеочистки; 8 — конвективная поверхность нагрева

Конвективная поверхность нагрева 8 включает в себя четыре конвективных пучка и расположена в вертикальной шахте с полностью экранированными стенками. Конвективные пучки набраны из U-образных ширм, расположенных в шахматном порядке, выполненных из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм. Задняя и передняя стены шахты экранированы вертикальными трубами $\varnothing 60 \times 3$ мм, боковые стены — трубами $\varnothing 85 \times 3$ мм, которые служат стояками для ширм конвективных пакетов.

Передняя стена шахты, являющаяся одновременно задней стеной топки, выполнена цельносварной. В нижней части стены тру-

бы разведены в четырехрядный фестон 6. Трубы, образующие переднюю, боковую и заднюю стены конвективной шахты, сварены в камеры $\varnothing 219 \times 10$ мм.

Продукты горения из топки проходят в камеру догорания 5, откуда через фестон — в конвективную шахту и из нее через отверстие в верхней части покидают котел. Для очистки конвективных поверхностей предусмотрена установка 7 дробеочистки.

Водогрейные котлы KB-ГМ-50 и -100. Газомазутные водогрейные котлы KB-ГМ-50 и -100 (рис. 10.29) выполнены по П-образной схеме и могут быть использованы как в основном режиме (70... 150 °С), так и в пиковом (100... 150 °С). Котлы могут быть использованы также для подогрева воды до 200 °С.

Котлы состоят из топочной камеры 2 и конвективной шахты. Топочная камера котлов и задняя стена конвективной шахты закрыты экранами из труб $\varnothing 60 \times 3$ мм. Конвективная поверхность 5 нагрева котлов состоит из трех пакетов, набираемых из U-образных ширм, выполненных из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм.

Фронтальный экран снабжен коллекторами: верхним, нижним и двумя промежуточными, между которыми находятся кольца для формирования амбразур газомазутных горелок 1 с ротационными форсунками. Боковые стены конвективной шахты закрыты трубами $\varnothing 83 \times 3,5$ мм, служащими стояками для ширм.

Продукты горения выходят из топки через проход 3 между задним экраном и потолком топочной камеры и движутся сверху вниз через конвективную шахту. Котел оборудован взрывными предохранительными клапанами, установленными на потолке топки. Для удаления воздуха из трубной системы при заполнении котла водой на верхних коллекторах установлены воздушники. Очистка поверхностей нагрева осуществляется с помощью дробеочистительной установки 4.

Нижние коллекторы фронтального и заднего экранов конвективной шахты опираются на портал 6 котла. Опора, расположенная в середине нижнего коллектора задней стенки топки, является неподвижной. Вес боковых экранов топки передается на портал через фронтальный и задний экраны.

КПД котла KB-ГМ-100 составляет 92,5 % при работе на газе и 91,3 % при работе на мазуте.

Водогрейный котел KB-ГМ-180. Газомазутный котел KB-ГМ-180 (рис. 10.30) выполнен по Т-образной сомкнутой схеме с двумя конвективными шахтами, в которых размещают по три конвективных пакета.

Котел по проекту должен выполняться для работы под наддувом с мембранными экранными панелями. Для котла в негазоплотном исполнении в топочной камере 1 все стены топки закрыты панелями из труб $\varnothing 60 \times 3$ мм. Такими же экранными панелями закрыты стены конвективных шахт и потолок котла. Конвектив-

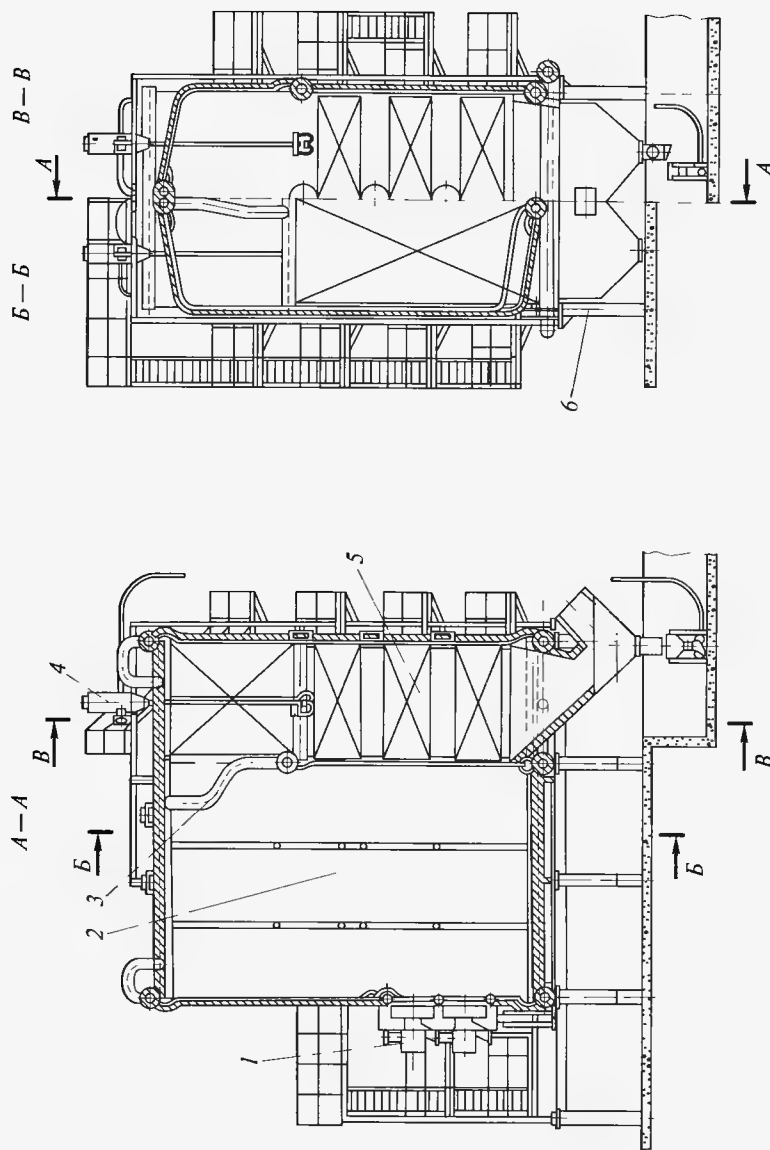


Рис. 10.29. Водогрейные котлы КВ-ГМ-50 и -100:

1 — газомазутная горелка; 2 — топочная камера; 3 — проход газов из топки в конвективную шахту; 4 — установка дробеочистки; 5 — конвективная поверхность нагрева; 6 — портал

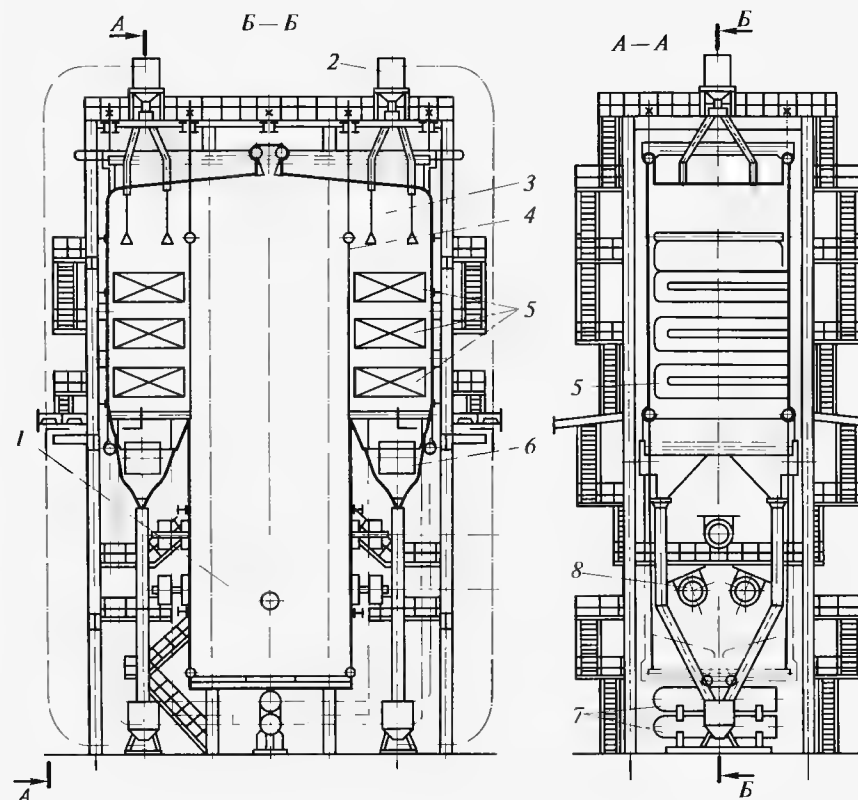


Рис. 10.30. Водогрейный котел КВ-ГМ-180:

1 — топочная камера; 2 — установка дробеочистки; 3 — поворотный газоход; 4 — разделительный экран; 5 — конвективная поверхность нагрева; 6 — газоход уходящих газов; 7 — нижние коллекторы; 8 — газомазутная горелка

ные пакеты набираются из U-образных ширм, выполненных из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм, которые вваривают в стояки $\varnothing 83 \times 3,5$ мм. На боковых стенках топки под конвективными шахтами установлены по три-четыре газомазутных горелки 8, имеющих встречное расположение факелов. Для более глубокого регулирования теплопроводности котла без отключения отдельных горелок последние снабжаются паромеханическими форсунками с широким диапазоном регулирования.

Продукты горения проходят топку, два поворотных газохода 3 и далее направляются в конвективные шахты. Топка отделена от конвективных шахт с помощью разделительных экранов 4. Для очистки поверхностей нагрева конвективных шахт котлы оборудованы установками 2 дробеочистки.

10.5. Парогазовые установки тепловых электрических станций

Для производства электроэнергии в последнее время все большее распространение получают комбинированные парогазовые установки (ПГУ). Наибольшее применение находят ПГУ с высоконапорной (ВНППУ) и низконапорной (ННППУ) паропроизводящими установками.

В отличие от котлов, работающих под разрежением с газовой стороны, в топочной камере и в газоходах высоконапорных и низконапорных котлов создается давление относительно небольшое у ННППУ (0,005...0,01 МПа) и повышенное у ВНППУ (0,5...0,7 МПа).

Работа котла под давлением характеризуется рядом положительных особенностей. Так, полностью исключаются присосы воздуха в топку и газоходы, что приводит к уменьшению потери теплоты с уходящими газами, а также к снижению расхода электроэнергии на их перекачку. Повышенное давление в топочной камере открывает возможность преодоления всех воздушных и газовых сопротивлений за счет дутьевого вентилятора (или компрессора). Дымососная тяга при этом может отсутствовать.

Создание избыточного давления в топочной камере приводит к соответствующей интенсификации процесса горения топлива и позволяет существенно повысить скорости газов в конвективных элементах, что увеличивает коэффициент теплоотдачи от газов к поверхности нагрева и приводит к уменьшению габаритов котла. Вместе с тем работа котла под давлением требует газоплотной обмуровки и различных приспособлений против выбивания продуктов горения в помещение.

Принципиальная тепловая схема ПГУ с ВНППУ приведена на рис. 10.31, а. Из компрессора 7 воздух поступает в топку высоконапорного котла, куда подается и топливо. Высоконапорные газы с давлением 0,6...0,7 МПа при температуре 770 °С поступают в газовую турбину 6, на валу которой находятся компрессор 7 и электрогенератор. Пар из котла поступает в турбину 2, имеющую свой электрогенератор. Отработав в паровой турбине, пар конденсируется в конденсаторе 3, а оттуда насосом передается в регенеративные подогреватели 4, а затем — в водяной экономайзер 5, обогреваемый газами, выходящими из газовой турбины.

В комбинированных ПГУ удельный расход топлива на 4...6 % меньше, чем в обычных паротурбинных установках, снижаются также и капиталовложения.

На рис. 10.31, б показана принципиальная схема низконапорной паропроизводящей установки ПГУ с ННППУ со сбросом отработавших газов газовой турбины в топку котла. В современных газовых турбинах по условиям работы металла начальная темпера-

тура газов не должна превышать 750...800 °С. В связи с этим, чтобы снизить температуру газов перед газовой турбиной 6, избыток воздуха после камеры сгорания 10 должен быть $\alpha = 3...4$. После газовой турбины сбрасываемые в котел 12 газы при температуре 500 °С содержат 16 % кислорода, который используется для сжигания топлива в котле.

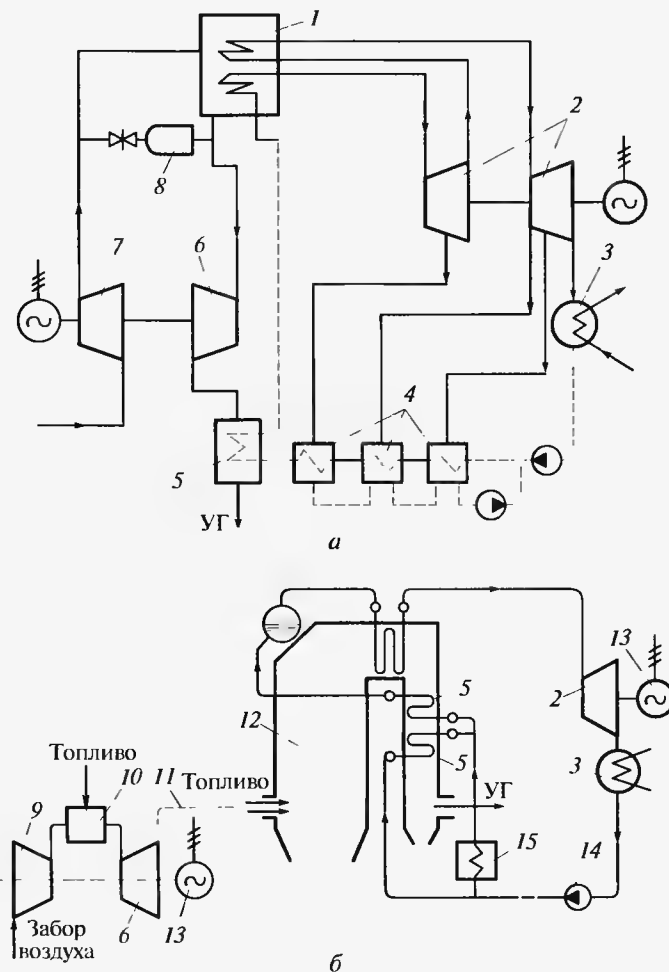


Рис. 10.31. Принципиальные тепловые схемы ПГУ с ВНППУ (а) и ПГУ с ННППУ (б) со сбросом газов в котел:

1 — паропроизводящая установка; 2 — паровые турбины; 3 — конденсатор; 4 — регенеративные подогреватели низкого давления; 5 — экономайзер; 6 — газовая турбина; 7 — воздушный компрессор; 8 — дополнительная камера горения; 9 — компрессор; 10 — камера горения; 11 — выхлоп отработавших газов; 12 — котел; 13 — электрогенератор; 14 — насос; 15 — подогреватель высокого давления; УГ — уходящие газы

В рассматриваемой схеме воздухонагреватель отсутствует. Имеются установки с ННПУ и с воздухонагревателем. Снижение температуры уходящих газов достигается подачей в водяной экономайзер 5 котла части относительно холодной воды, минуя регенеративные подогреватели 15. В такой парогазовой установке достигается снижение удельного расхода топлива на 3...4 %.

10.6. Новые перспективные направления развития котельной техники малой и средней мощности

Современная котельная техника малой и средней производительности развивается в следующих направлениях:

- повышение энергетической эффективности путем всемерного снижения тепловых потерь и наиболее полного использования энергетического потенциала топлива;
- уменьшение габаритов котельного агрегата за счет интенсификации процесса сжигания топлива и теплообмена в топке и поверхностях нагрева;
- снижение вредных токсичных выбросов (CO , NO_x , SO_x);
- повышение надежности работы котельного агрегата.

Новая технология сжигания реализуется, например, в котлах с пульсирующим горением. Топочная камера такого котла представляет собой акустическую систему с высокой степенью турбулизации дымовых газов. В топочной камере котлов с пульсирующим горением отсутствуют горелки, а следовательно, и факел. Подача газа и воздуха осуществляется прерывисто с частотой примерно 50 раз в секунду через специальные пульсирующие клапаны, и процесс горения происходит во всем топочном объеме. При сжигании топлива в топке повышается давление, увеличивается скорость продуктов горения, что приводит к существенной интенсификации процесса теплообмена, возможности уменьшения габаритов и массы котла, отсутствию необходимости громоздких и дорогих дымовых труб.

Работа таких котлов отличается низкими выбросами CO и NO_x . Коэффициент полезного действия таких котлов достигает 96 %.

Энергетическая эффективность котельных агрегатов оценивается коэффициентом полезного действия. При работе на газообразном и жидком топливах КПД зависит в основном от потери теплоты с уходящими газами $q_{y.g.}$. При полном сжигании топлива потери теплоты от химической неполноты сгорания $q_{x.n.}$ равны нулю, а потери теплоты через наружные ограждения в окружающую среду $q_{n.o.}$ для современных котлов сведены к минимуму и составляют доли процента. При снижении температуры уходящих газов до такой степени, при которой происходит конденсация водяных паров продуктов горения, достигается двойной эффект: с одной сторо-

ны, выделяемая скрытая теплота конденсации водяных паров существенно повышает используемый энергетический потенциал топлива, который усваивается хвостовыми поверхностями нагрева котла, с другой — уменьшаются потери теплоты с уходящими газами.

Такие котлы получили название низкотемпературных при отсутствии конденсации водяных паров продуктов горения и конденсации при наличии конденсации водяных паров. Такие котлы выпускают фирмы Viessmann, Ecoflame и др.

В настоящее время для умягчения и обессоливания подпиточной воды используются весьма сложные установки, зачастую требующие для своей работы дорогостоящих компонентов. Кроме того, многим фирмам приходится платить и за сбросы солевого концентрата, который губительно сказывается на окружающей среде.

Вакуумный водогрейный котел японской фирмы Takuma — это герметичная емкость, наполненная определенным количеством хорошо очищенной воды. Топка котла представляет собой жаровую трубу, находящуюся ниже уровня жидкости.

Выше уровня воды в паровом пространстве установлены два теплообменника, один из которых включается в отопительный контур, а другой — работает в системе горячего водоснабжения.

Благодаря небольшому вакууму, автоматически поддерживаемому внутри котла, вода закипает в нем при температуре ниже 100°C . Испарившись, она конденсируется на теплообменниках и затем поступает обратно. Очищенная вода никуда не выводится из агрегата, и обеспечить необходимое ее количество несложно. Таким образом, была снята проблема химической подготовки котловой воды, качество которой является непременным условием надежной и долгой работы котельного агрегата.

Отопительные котлы американской фирмы Teledyne Laars — это водотрубные установки с горизонтальным теплообменником из оребренных медных труб. Особенностью таких котлов, получивших название гидронные, является возможность использования их на неподготовленной сетевой воде. В этих котлах предусматривается обеспечение высокой скорости протекания воды через теплообменник (более 2 м/с). Таким образом, если вода вызывает коррозию оборудования, образующиеся частицы будут откладываться где угодно, только не в теплообменнике котла. В случае использования жесткой воды быстрый поток снизит или предотвратит образование накипи. Необходимость высокой скорости привела разработчиков к решению максимально уменьшить объем водяной части котла. В противном случае нужен слишком мощный циркуляционный насос, потребляющий большое количество электроэнергии.

В последнее время на российском рынке появилась продукция большого числа зарубежных фирм и совместных иностранных и

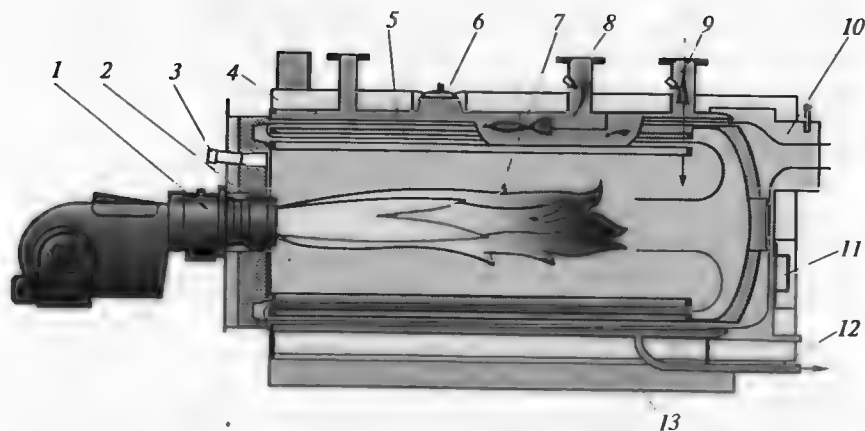


Рис. 10.32. Водогрейный котел марки Unimat международной компании LOOS:

1 — горелка; 2 — дверца; 3 — гляделка; 4 — тепловая изоляция; 5 — газотрубная поверхность нагрева; 6 — лючок в водяное пространство котла; 7 — жаровая труба (топка); 8 — патрубок подвода воды в котел; 9 — патрубок для отвода горячей воды; 10 — газоход уходящих газов; 11 — смотровое окно; 12 — дренажный трубопровод; 13 — опорная рама

российских предприятий, разрабатывающих самую разнообразную котельную технику. Современные водогрейные и паровые котлы малой и средней мощности часто выполняются жаротрубными или жарогазотрубными. Эти котлы отличаются высоким КПД, низкими выбросами токсичных газов, компактностью, высокой степенью автоматизации, простотой эксплуатации и надежностью.

На рис. 10.32 приведен комбинированный жарогазотрубный водогрейный котел марки Unimat международной компании LOOS. Котел имеет топку, выполненную в виде жаровой трубы 7, омываемую с боковых сторон водой. В переднем торце жаровой трубы имеется откидывающаяся дверца 2 с двухслойной тепловой изоляцией 4. В дверце установлена горелка 1. Продукты горения из жаровой трубы поступают в конвективную газотрубную поверхность 5, в которой совершают двухходовое движение, а затем по газоходу 10 покидают котел.

Подвод воды в котел осуществляется по патрубку 8, а отвод горячей воды — по патрубку 9. Наружные поверхности котла имеют тепловую изоляцию 4. Для наблюдения за факелом в дверце установлена гляделка 3. Осмотр состояния наружной части газотрубной поверхности может быть выполнен через лючок 6, а торцевой части корпуса — через смотровое окно 11. Для слива воды из котла предусмотрен дренажный трубопровод 12. Котел устанавливается на опорную раму 13.

Относительно большой объем топки, а отсюда и невысокие плотности тепловыделения в топке ($0,4 \dots 0,6 \text{ МВт/м}^3$) обеспечивают полное сгорание топлива, а трехходовое движение дымовых газов — высокую эффективность радиационного теплообмена в жаровой трубе и конвективного теплообмена в газотрубной части котла.

Тепловая мощность котлов колеблется от 0,1 до 19,2 МВт. КПД котла в стандартном исполнении 95,9 %.

Контрольные вопросы

1. Приведите классификацию котлов по способу организации воды и пароводяной смеси.
2. Каков принцип работы котлов с естественной циркуляцией?
3. Каков принцип работы котлов с принудительным движением воды и пароводяной смеси?
4. Назовите основные элементы камерных топок для сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива.
5. Каково назначение каркаса и из каких элементов он состоит?
6. Каковы назначение и типы обмуровок котельного агрегата?
7. Укажите назначение и устройство барабана парового котла.
8. Каким образом пароперегреватели включаются в газовый тракт котельного агрегата? Назовите преимущества и недостатки различных способов включения.
9. Каким образом регулируется температура перегретого пара?
10. Приведите устройство, принцип работы и схему включения в дымовой тракт чугунного водяного экономайзера.
11. Каковы устройство, принцип работы и схема включения в дымовой тракт стального экономайзера?
12. Каковы устройство и принцип работы стального трубчатого воздухоподогревателя?
13. Опишите устройство и принцип работы регенеративного воздухоподогревателя.
14. Дайте описание конструкции парового котла МЗК-7АГ.
15. Опишите конструкцию вертикально-водотрубного котла Е-1-9.
16. Перечислите основные конструктивные особенности котлов типа ДКВР.
17. Опишите конструкцию котла ДКВР-6,5-13. Укажите контуры циркуляции этого котла и ход дымовых газов.
18. Каковы конструктивные особенности газомазутных котлов серии ДЕ? Укажите контуры циркуляции и ход дымовых газов.
19. Каковы устройство и принцип работы парового котла БМ-35? Опишите конструкцию пароперегревателя, водяного экономайзера и воздушного подогревателя этого котла.
20. Укажите основные особенности работы водогрейных котлов.
21. Опишите конструкцию водогрейного котла типа ТВГ.
22. Опишите конструкцию котла ПТВМ-30.
23. Перечислите особенности конструкции котлов ПТВМ-50 и -100.

24. Какие особенности циркуляции имеют водогрейные котлы типа ПТВМ-50 и -100 в зимний и летний периоды?

25. Каковы преимущества и недостатки водогрейных котлов, имеющих башенную компоновку?

26. Каковы конструктивные особенности водогрейных котлов КВ-ГМ-4, -6,5?

27. Укажите основные особенности водогрейных котлов КВ-ГМ-10, -20, -30.

28. Укажите конструктивные особенности водогрейных котлов КВ-ГМ-50, -100.

29. Опишите конструктивные особенности водогрейного котла КВ-ГМ-180.

30. Какие преимущества имеют парогазовые установки по сравнению с паротурбинными?

31. Опишите, пользуясь рис. 10.31, а, принципиальную схему высоконапорной паропроизводящей установки. Что дает повышение давления в дымовом тракте парогенератора?

32. Опишите, пользуясь рис. 10.31, б, принципиальную схему низконапорной паропроизводящей установки.

33. Укажите основные современные направления совершенствования котельной техники.

ВОЗДУШНЫЙ И ДЫМОВОЙ ТРАКТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

11.1. Схемы подачи воздуха и удаления продуктов горения топлива

Нормальная работа котла возможна при условии непрерывной подачи в топку воздуха, необходимого для горения топлива, и удаления в атмосферу продуктов горения после их охлаждения.

Схемы организации подачи воздуха в топку и перемещения продуктов горения в газоходах котельного агрегата показаны на рис. 11.1.

В системе с естественной тягой (рис. 11.1, а) сопротивление потоков воздуха и продуктов горения преодолевается за счет разности давлений воздуха, поступающего в топочную камеру, и продуктов горения, удаляемых через дымовую трубу в атмосферу. В этом случае весь газоздушный тракт находится под разрежением. Эта

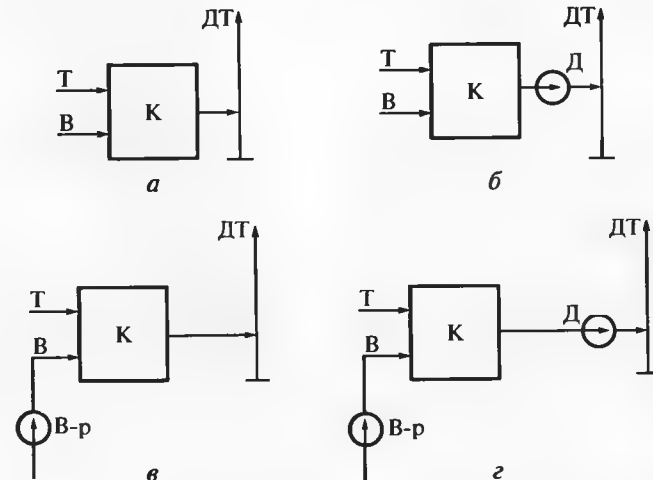


Рис. 11.1. Схема подачи воздуха в котельный агрегат и удаления продуктов горения:

а — за счет естественной тяги, создаваемой дымовой трубой; б — за счет искусственной тяги, создаваемой дымососом; в — с помощью дутьевого вентилятора и дымовой трубы; г — с помощью дутьевого вентилятора и дымососа; Т — топливо; В — воздух; К — котел; В-р — вентилятор; ДТ — дымовая труба; Д — дымосос

система применяется в котлах малой мощности при малых сопротивлениях движению потоков воздуха и продуктов горения.

В схеме, представленной на рис. 11.1, б, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается за счет разрежения, создаваемого дымососом и дымовой трубой.

В системе, приведенной на рис. 11.1, в, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается вентилятором. При этом газоходы котла находятся под давлением. Такая система используется в котлах, работающих под наддувом.

Наибольшее распространение в настоящее время получила схема (рис. 11.1, г), в которой подача воздуха в топку осуществляется вентилятором, а продукты горения удаляются дымососом. В этом случае воздушный тракт находится под давлением, а газовый тракт под разрежением. Такая схема используется в котлах с уравновешенной тягой.

11.2. Естественная и искусственная тяга. Принцип работы дымовой трубы

Внешняя сила, которая принуждает воздух поступать в топку, а газообразные продукты горения двигаться по газоходам и дымовой трубе в атмосферу, называется тягой.

Различают естественную и искусственную тягу. Естественная тяга обеспечивается дымовой трубой, а искусственная создается дымососом.

Естественная тяга возникает из-за разности давлений вследствие различия плотностей наружного холодного воздуха и горячих дымовых газов в трубе, в результате которой возникает движение потока дымовых газов по газоходам котла.

Действие дымовой трубы основано на законе сообщающихся сосудов. Вес столба атмосферного воздуха (рис. 11.2) больше веса такого же столба горячих продуктов горения в дымовой трубе. Вследствие этого наружный холодный воздух входит в топку, преодолевая сопротивление топки, газоходов, теплоиспользующих элементов.

Тяга P_t , Па, создаваемая дымовой трубой, зависит от высоты трубы $H_{тр}$, м, и разности плотностей атмосферного воздуха ρ_a и продуктов горения $\rho_{п.г.}$, кг/м³, и определяется следующим образом:

$$P_t = H_{тр}g(\rho_a - \rho_{п.г.}),$$

где g — ускорение свободного падения, м/с².

Естественная тяга тем больше, чем ниже температура атмосферного воздуха, выше температура продуктов горения, барометрическое давление и высота дымовой трубы.

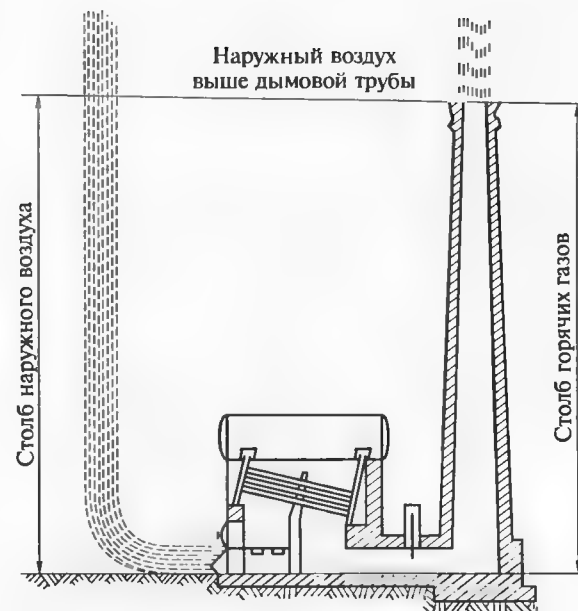


Рис. 11.2. Схема к расчету естественной тяги

Дымовые трубы выполняются стальными при высоте до 35 м, кирпичными — до 100 м, железобетонными — более 100 м.

11.3. Регулирование тяги. Причины нарушения тяги

Регулирование естественной тяги осуществляется с помощью шиберов, которые устанавливаются в газоходах между котельным агрегатом и дымовой трубой.

Шиберы обычно выполняют в виде металлической (чугунной) пластины. Для котлов, работающих на газообразном топливе, в верхней части шиберов делается отверстие диаметром не менее 50 мм. Через это отверстие осуществляется вентиляция топки и газоходов в случае негерметичных запорных устройств неработающего котла.

Регулирование тяги в схемах с искусственной тягой выполняется с помощью изменения угла поворотных лопаток осевого направляющего аппарата дымососа.

Недостаток тяги может быть причиной неполного сгорания газа из-за уменьшения количества поступающего в топку вторичного воздуха.

При неполном сгорании топлива и недостатке тяги продукты неполного сгорания топлива могут попадать в помещение котельной и вызывать отравление обслуживающего персонала.

Излишне сильная тяга в топке приводит к большим подсосам воздуха в топку и газоходы, в результате чего понижается температура в зоне горения, увеличиваются потери теплоты с уходящими газами. Кроме того, излишне сильная тяга в топке способствует отрыву пламени от горелки.

Нарушение тяги связано со следующими причинами:

- увеличение подсосов воздуха в топку и газоходы;
- появление в борове сырости в результате действия подпочвенных вод или подъема канализационных вод при неисправности канализации;
- неисправность дымососа;
- ветровой подпор и «опрокидывание» тяги в результате воздействия ветра из-за недостаточной высоты трубы;
- частичное или полное обрушение газоходов;
- охлаждение уходящих дымовых газов ниже температуры точки росы.

11.4. Устройство и принцип работы дутьевого вентилятора и дымососа

Дутьевой вентилятор (дымосос) (рис. 11.3) состоит из следующих узлов: ходовой части 3, улиткообразного корпуса 14 с входным (всасывающим) 10 и выходным (нагнетательным) 8 патрубками, крыльчатки (ротора) 5 и направляющего аппарата (рис. 11.4).

Ходовая часть дымососа состоит из вала 16 (см. рис. 11.3), который вращается на двух подшипниках 17. Вся ходовая часть размещена в масляной ванне, которая имеет крышку и поддон. Температура масла контролируется термометром 4, а уровень — по указателю уровня масла, который размещен в масляной ванне.

Рабочее колесо — это устройство, состоящее из диска 6, к которому приварены или приклепаны лопатки 7, концы которых соединены кольцом. К диску приварена втулка 15 (ступица), с помощью которой он закрепляется на валу.

При вращении рабочего колеса вентилятора воздух по воздуховоду подводится к его центру и за счет центробежных сил отбрасывается от центра к периферии и нагнетается в воздуховод. В центре рабочего колеса образуется разрежение, куда непрерывно поступает воздух.

Направляющий аппарат (см. рис. 11.4), с помощью которого регулируется подача воздуха (разрежение в топке), устанавливается перед вентилятором (дымососом) на всасывающем патрубке. Он состоит из металлического патрубка с фланцами, внутри которого размещены поворотные лопатки 2. Все поворотные лопатки имеют общий поворотный механизм, с помощью которого они могут поворачиваться одновременно на одинаковый угол.

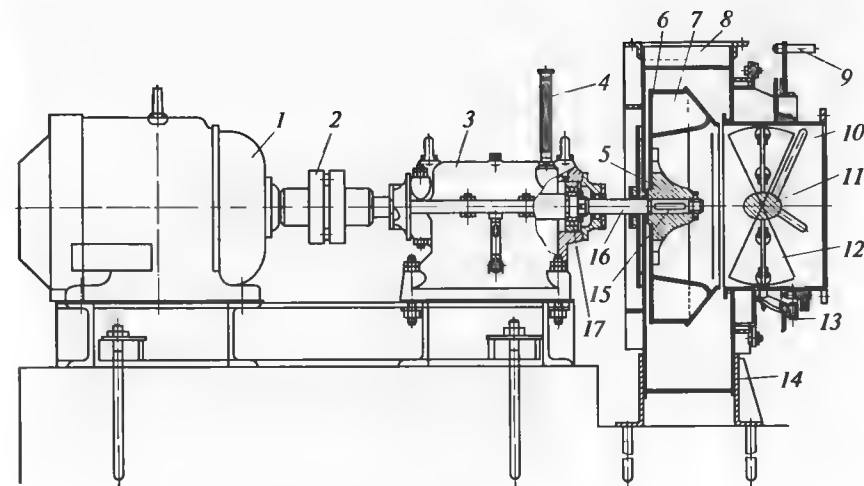


Рис. 11.3. Установка с центробежным дымососом (вентилятором):

1 — электродвигатель; 2 — муфта; 3 — ходовая часть; 4 — термометр; 5 — ротор; 6 — диск; 7 — лопатки (крыльчатка); 8, 10 — выходной и входной патрубки; 9 — рукоятка поворота лопастей; 11 — центральный рассекаватель; 12 — поворотные лопасти; 13 — поворотное кольцо; 14 — улиткообразный корпус; 15 — втулка; 16 — вал; 17 — подшипник

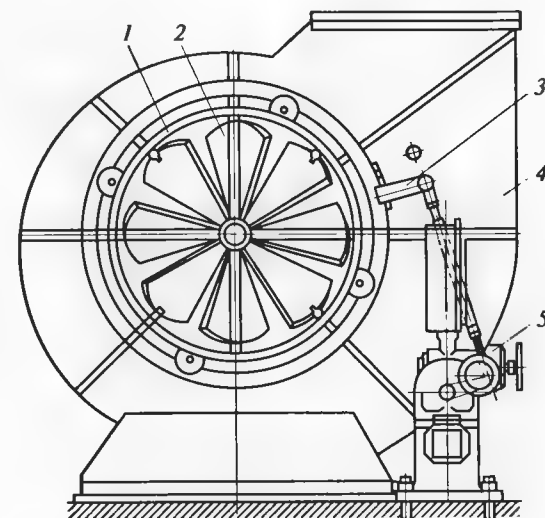


Рис. 11.4. Устройство направляющего аппарата:

1 — кожух направляющего аппарата; 2 — поворотные лопатки; 3 — привод; 4 — кожух дымососа; 5 — колонка дистанционного управления

Наибольшее распространение получили центробежные дутьевые вентиляторы, которые выпускаются следующих марок: ВД-6; -8; -10; -12; -13,5; -15,5; -18; -20 (в написании марки В — вентилятор, Д — дутьевой, цифра — диаметр колеса в дециметрах).

Устройство дымососа типа Д аналогично устройству вентилятора типа ВД, но имеет следующие особенности:

- корпус, рабочее колесо, ступица рабочего колеса, направляющий аппарат выполняются из жаропрочной стали, так как дымососы рассчитаны на работу при температуре газов 200...250 °С;
- в масляной ванне размещен змеевик с подводом воды для охлаждения масла;
- корпус дымососа покрывается тепловой изоляцией.

Выпускаемые дымососы этого типа имеют следующие марки: Д-8; -10; -12; -13,5; -15,5; -18; -20.

11.5. Эксплуатация дымососов и вентиляторов

Перед пуском в работу необходимо выполнить внешний осмотр дымососа и вентилятора, обратив внимание на следующее:

- наличие ограждения валов и полумуфт;
- наличие заземления электродвигателей;
- прочность крепления электродвигателя, подшипников, дымососа (вентилятора);
- наличие поступления воды на охлаждение подшипников;
- наличие уплотнений в местах прохода вала через кожух;
- наличие ограждающих сеток у всасывающих патрубков вентилятора;
- соответствие указателей положения регулирующих устройств машины указателям, установленным на щите управления;
- плотность закрытия и легкость хода регулирующих устройств;
- отсутствие задеваний движущихся частей.

Для проверки работы дымососа (вентилятора) на холостом ходу необходимо направляющий аппарат или шибер полностью закрыть и включить электродвигатель. Проверить отсутствие посторонних шумов, задеваний движущихся частей о корпус, вибрации подшипников.

При работе на холостом ходу медленно открывать направляющий аппарат или шибер таким образом, чтобы ток электродвигателя под нагрузкой не превышал допустимого значения.

В процессе работы дымососа и вентилятора необходимо:

- контролировать уровень масла в подшипниках;
- проверять температуру корпусов подшипников;
- следить за поступлением воды на охлаждение подшипников;
- контролировать показания амперметров электродвигателей;
- проверять на ощупь температуру статора электродвигателя;

- следить за исправным состоянием регулирующих устройств (направляющих аппаратов, шиберов).

Контрольные вопросы

1. Изобразите принципиальную схему подачи воздуха и удаления продуктов горения для котлов с уравновешенной тягой.
2. Что такое естественная и искусственная тяга?
3. Каков принцип работы дымовой трубы?
4. От каких факторов зависит тяга, создаваемая дымовой трубой?
5. Укажите основные причины нарушения тяги.
6. Каким образом регулируется тяга?
7. Опишите конструкцию дымососа (вентилятора).
8. Что необходимо проверить перед пуском дымососа (вентилятора)?
9. Как включить в работу дымосос (вентилятор)?

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РАБОТЕ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

12.1. Вредные примеси в продуктах горения

В продуктах горения органического топлива в котельных установках содержатся твердые частицы золы и несгоревшего топлива, оксиды серы (SO_2 , SO_3), азота (NO_x) и ванадия (V_2O_5). При неполном сгорании топлива в дымовых газах содержатся монооксид углерода (CO) и углеводороды типа CH_4 , C_2H_4 и бенз(а)пирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$.

Загрязнение вредными примесями атмосферы, почвы и воды ухудшает санитарно-гигиеническое состояние городов, поселков, полей, лесов, водоемов, оказывая вредное действие на организм человека и растительность, качество продукции предприятий, увеличивает износ механизмов и разрушает строительные конструкции зданий и сооружений.

При неполном сгорании образуется монооксид углерода CO — чрезвычайно сильный отравляющий газ. При содержании в воздухе от 0,4 до 0,5 % CO вдыхание воздуха в течение нескольких минут уже опасно для жизни.

Образующийся при сжигании топлива диоксид углерода CO_2 (углекислый газ) пропускает коротковолновое излучение Солнца, но эффективно поглощает длинноволновое излучение, отраженное от поверхности Земли. Поэтому CO_2 , присутствующий в атмосфере, действует на ее защитные экранирующие свойства, уменьшая тепловые потери планеты. «Парниковый» эффект, связанный с накоплением CO_2 в атмосфере, — важнейший фактор, регулирующий околоземную температуру. Так, по данным некоторых исследователей, повышение концентрации CO_2 в атмосфере до 0,06 об. % (в настоящее время около 0,03 об. %) приведет к повышению среднегодовой температуры на Земле на 3...4 °C, что создает угрозу изменения климата, так как возможное таяние ледников и морского льда приведет к затоплению примерно четверти суши.

В результате медико-биологических исследований установлено, что даже кратковременное воздействие на дыхательные органы человека диоксида серы SO_2 при его концентрации 130...650 мг/м³ вызывает сильное раздражение голосовых связок и последующее удушье. Особенно чувствительны к диоксиду серы растения: уже

при концентрации SO_2 , равной 1,3...2,6 мг/м³, в них нарушаются процессы фотосинтеза. При длительном воздействии SO_2 растения гибнут.

При сжигании органических топлив азот, содержащийся в воздухе и топливе, становится реакционноспособным и, соединяясь с кислородом, образует оксиды NO , NO_2 , N_2O . Основная доля оксидов азота (более 95 %) приходится на монооксид азота NO . Существуют два принципиально разных источника образования оксидов азота. При окислении атмосферного азота воздуха, расходуемого при сжигании топлива, образуются так называемые «термические» и «быстрые» оксиды азота, а оксиды азота, образующиеся при окислении азотсодержащих составляющих топлива, называются «топливными».

Термические оксиды азота образуются при горении любых видов топлива в области высоких температур (более 1500 °C). На выход оксидов азота наибольшее влияние оказывает температура в зоне горения, с повышением которой происходит экспоненциальный рост образования NO . Увеличение времени пребывания газов в зоне горения также приводит к почти пропорциональному росту образования NO . Зависимость выхода NO от коэффициента избытка воздуха имеет вид экстремальных кривых с максимумами при $\alpha = 1,05 \dots 1,35$, зависящими от вида сжигаемого топлива.

«Быстрые» оксиды азота образуются в корневой части факела при температурах 900...1300 °C, когда образование «термических» оксидов азота практически не происходит. Так же, как и для «термических» оксидов азота, образование «быстрых» оксидов азота в зависимости от избытка воздуха имеет экстремальный характер при $\alpha = 0,6 \dots 0,8$ и с повышением температуры в зоне реагирования оно возрастает. Доля «быстрых» оксидов азота в суммарном выбросе NO в энергетических котлах не превышает 10...15 %. В котлах малой мощности их доля увеличивается до 30...50 %.

Азотсодержащие соединения, входящие в состав жидких и твердых топлив, являются источником образования топливных оксидов азота. Превращение азота топлива в оксиды азота происходит при наличии в зоне реакции достаточного количества кислорода уже при температуре 700...1000 °C. Наиболее токсичным веществом в продуктах горения является бенз(а)пирен, который образуется в результате неполного сгорания топлива из-за неудовлетворительного смешения топлива и окислителя, а также из-за торможения реакций окисления углеводородов у холодных стенок топочных устройств.

Степень опасности воздействия вредного вещества на живой организм определяется отношением концентрации вещества C_i к предельно допустимой его концентрации (ПДК_i), мг/м³, в зоне нахождения человека: $K_i = C_i / \text{ПДК}_i$. Значение K_i должно быть меньше единицы. При одновременном содержании в воздухе нескольких

вредных веществ степень опасности оценивается как суммарное воздействие каждого из вредных компонентов по формуле

$$\frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} + \frac{C_{\text{NO}}}{\text{ПДК}_{\text{NO}}} + \frac{C_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}} + \frac{C_{\text{SO}_3}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_3}} + \frac{C_{\text{CO}}}{\text{ПДК}_{\text{CO}}} \leq 1.$$

Для выброса твердых частиц

$$\frac{C_{\text{зл}}}{\text{ПДК}_{\text{зл}}} + \frac{C_{\text{с}}}{\text{ПДК}_{\text{с}}} + \frac{C_{\text{V}_2\text{O}_5}}{\text{ПДК}_{\text{V}_2\text{O}_5}} < 1,$$

где $C_{\text{зл}}$ и $C_{\text{с}}$ — концентрация золовых и сажистых элементов; $C_{\text{V}_2\text{O}_5}$ — концентрация V_2O_5 в твердых выбросах.

В нашей стране приняты три вида норм выбросов вредных веществ в атмосферу: предельно допустимые концентрации $\text{ПДК}_{\text{р.з}}$ — в рабочей зоне; $\text{ПДК}_{\text{м.р}}$ — максимальные разовые; $\text{ПДК}_{\text{сс}}$ — среднесуточные. При этом $\text{ПДК}_{\text{р.з}}$ относится к рабочей зоне помещений котельной, $\text{ПДК}_{\text{м.р}}$ — показатель возможного повышенного кратковременного (в течение 20...30 мин) выброса вредных веществ (в котельной установке это обычно период пуска или резкого изменения нагрузки), а $\text{ПДК}_{\text{сс}}$ является основным контролируемым показателем, цель которого не допустить неблагоприятного влияния вредного выброса на здоровье людей в результате длительного воздействия.

В табл. 12.1 приведены предельно допустимые концентрации вредных выбросов котельных.

Таблица 12.1

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных выбросов котельных, мг/м³

Вещество	ПДК _{м.р}	ПДК _{сс}
Диоксид азота NO_2	0,085	0,085
Монооксид азота NO	0,25	0,25
Триоксид серы (серный ангидрид) SO_3	0,3	0,1
Диоксид серы (сернистый ангидрид) SO_2	0,5	0,05
Монооксид углерода CO	3,0	1,0
Сероводород H_2S	0,008	0,08
Сажа	0,15	0,05
Пыль (золовые частицы)	0,5	0,15
Пентаоксид ванадия V_2O_5	—	0,002
Бенз(а)пирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$	—	$1 \cdot 10^{-6}$

12.2. Очистка продуктов горения от механических примесей

Основные понятия. Для очистки выбрасываемых в атмосферу продуктов горения и защиты рабочих колес дымососов от уноса (летучей золы и частиц несгоревшего топлива) в промышленных и отопительных котельных, на ТЭС при сжигании твердого топлива устанавливаются золоуловители. Содержание частиц золы и несгоревшего топлива в продуктах горения зависит от вида и характеристики топлива, способов пылеприготовления, сжигания и конструкции топки.

Золоуловители, применяемые в энергетике, разделяют на следующие основные группы:

1) механические сухие золоуловители, в которых частицы золы отделяются от газа под действием центробежных или инерционных сил;

2) мокрые золоуловители, в которых частицы золы удаляются из газа промывкой или орошением его водой с последующим осаждением частиц золы на смачиваемых поверхностях или улавливанием частиц на водяной пленке;

3) электрофилтры, в которых частицы золы улавливаются осаждением их на электродах под действием электрических сил;

4) комбинированные золоуловители, состоящие из последовательно установленных золоуловителей различной конструкции (примером являются циклон и электрофилтр).

Определяющими параметрами при выборе типа золоуловителя являются полный и фракционный КПД. Полным КПД золоуловителя η , %, называют отношение уловленной в пылеуловителе массы уноса $G_{\text{ул}}$, кг, к массе уноса на входе в пылеуловитель $G_{\text{вх}}$, кг:

$$\eta = \frac{G_{\text{ул}}}{G_{\text{вх}}} 100 = \frac{G_{\text{вх}} - G_{\text{вых}}}{G_{\text{вх}}} 100,$$

где $G_{\text{вых}}$ — масса уноса на выходе из золоуловителя, кг.

Фракционным КПД золоуловителя $\eta_{\text{ф}}$, %, называют отношение массового содержания в уносе определенной (уловленной) фракции $G_{\text{ф.ул}}$ к массовому содержанию той же фракции в уносе на входе в золоуловитель $G_{\text{ф.вх}}$:

$$\eta_{\text{ф}} = \frac{G_{\text{ф.ул}}}{G_{\text{ф.вх}}} 100.$$

Механические сухие золоуловители. Различают два типа механических сухих золоуловителей: центробежные (или циклонные) и инерционные (или жалюзийные). Принцип действия центробежного циклонного золоуловителя конструкции НИИОгаза (рис. 12.1)

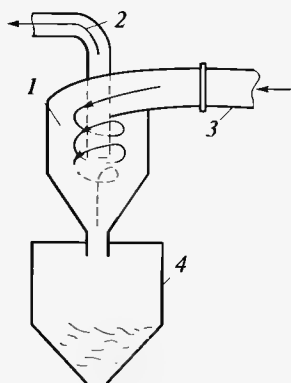


Рис. 12.1. Схема работы циклона конструкции НИИОгаза: 1 — корпус циклона; 2 — труба для удаления чистых газов; 3 — патрубок входа дымовых газов; 4 — бункер для сбора золы

стоящие из большого числа параллельно включенных циклонных элементов малого диаметра (150...250 мм). Схема батарейного циклона показана на рис. 12.2. Запыленный газовый поток подается по входному патрубку 1 в распределительную камеру 2. Закрутка потока продуктов горения происходит в циклонных элементах 8 направляющими аппаратами 9 типа «винт» или «розетка». Уловленная пыль через пылеотводящие отверстия 6 поступает в сборный бункер 5, а очищенный газ через выхлопные трубы 7 направляется в камеру 3 очищенного газа.

Батарейные циклоны устанавливаются на котлах производительностью 25...320 т/ч, их КПД составляет 82...90 %.

С целью повышения коэффициента улавливания пыли применяют мокрые циклонные золоуловители, в которых водой орошают как стенки циклона, так и поток газов.

Мокрые золоуловители. Существуют две модификации мокрых золоуловителей (скрубберов): с прутковыми решетками (рис. 12.3, а) и с трубами Вентури (рис. 12.3, б).

В корпус 7 (см. рис. 12.3, а) пруткового золоуловителя запыленный газовый поток подводится по тангенциально расположенному входному патрубку 4, в котором размещена прутковая решетка, орошаемая водой с помощью сопел 3. Частично зола оседает на прутках и стенках патрубка, откуда она смывается водой в коническую часть 6 корпуса и далее в смывное устройство 5. Основная же масса золы центробежной силой отбрасывается на внутренние стенки корпуса. Для предотвращения износа и коррозии эти стенки покрыты кислотоупорной плиткой, каменным литьем и т.д.

Рис. 12.2. Схема батарейного циклона:

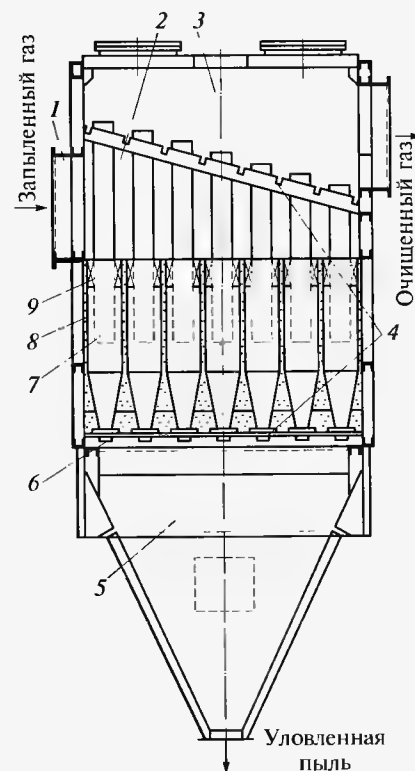
1 — входной патрубок; 2 — распределительная камера; 3 — камера очищенного газа; 4 — опорные решетки; 5 — сборный бункер; 6 — пылеотводящие отверстия; 7 — выхлопные трубы; 8 — циклонные элементы; 9 — направляющие аппараты

Стенки корпуса омываются водой, вводимой через систему сопел, и зола смывается вниз, а очищенный газ покидает золоуловитель через верхний выходной патрубок 1.

В некоторых золоуловителях с трубами Вентури (см. рис. 12.3, б) происходит коагуляция (укрупнение) частиц золы. Запыленный газовый поток поступает в трубу Вентури 10, в которой вода распыляется соплом 9. В результате разгона потока до 50...75 м/с происходит мелкое дробление воды до состояния влажного тумана. В диффузоре 11 газовый поток замедляется и золовые частицы, сохранив по инерции свое движение, как бы фильтруются через водяной туман и активно увлажняются. Образовавшаяся смесь влаги и золы в каплеуловителе 12 при изменении направления движения газового потока отделяется от него и оседает на стенки, с которых далее смывается так же, как и со стенок корпуса 7, в золосмывное устройство 5.

В настоящее время более распространены золоуловители с трубами Вентури, так как они более надежны в работе и применяются для углей разных марок. Степень очистки в мокропрутковом золоуловителе достигает 92 %, а в золоуловителе с трубами Вентури — 92...97 %.

Электрофильтры. На рис. 12.4 приведен электрофильтр типа УГ. Принцип работы электрофильтров сводится к улавливанию заряженных золовых частиц. В металлическом корпусе 4 на определенном расстоянии (100...150 мм) расположены коронирующие 7 и осадительные 6 электроды, собранные в секции. К коронирующим электродам, выполненным в виде прутков или узких полос с иглами, изолированных от корпуса и земли, подведен отрицательный полюс источника питания высокого напряжения (20...90 кВ).



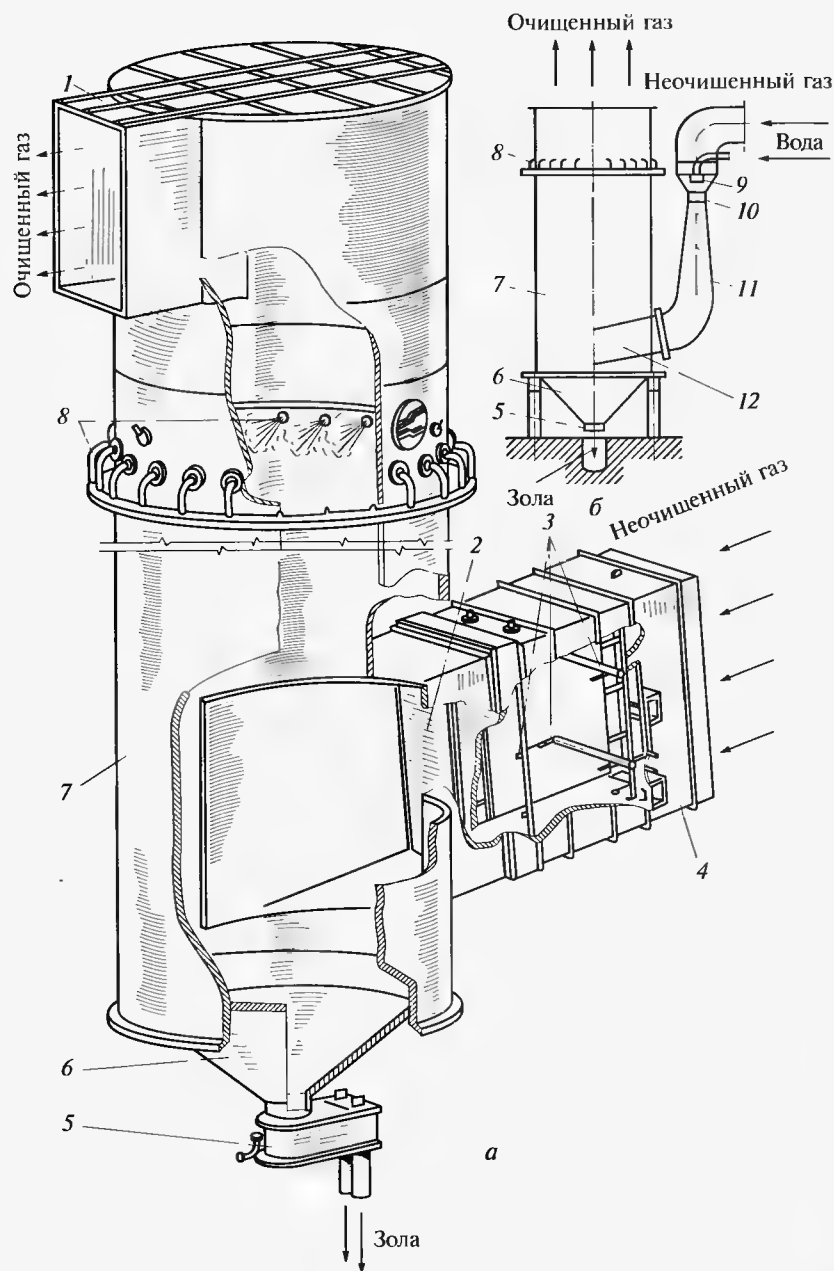


Рис. 12.3. Мокрые золоуловители:

a — пруткового типа; *б* — типа МВ с трубами Вентури; 1 — выходной патрубок; 2 — прутковая решетка; 3, 9 — орошающие сопла; 4 — входной патрубок; 5 — золо-смывное устройство; 6 — коническая часть; 7 — корпус; 8 — смывные сопла; 10 — труба Вентури; 11 — диффузор; 12 — каплеуловитель

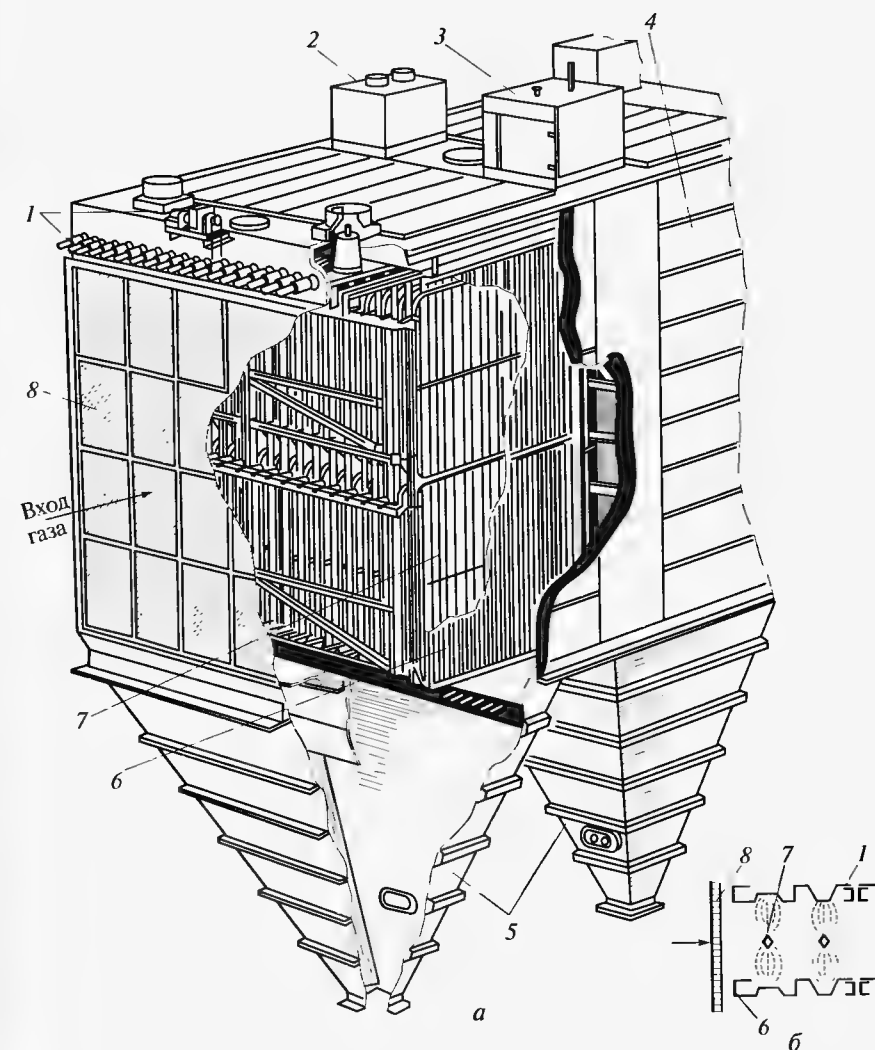


Рис. 12.4. Электрофильтр типа УГ:

a — общий вид; *б* — схема расположения электродов; 1, 3 — встряхивающие механизмы; 2 — токоподводящее устройство; 4 — корпус; 5 — бункеры зола; 6, 7 — осадительные и коронирующие электроды; 8 — решетка

У поверхности этих электродов при подаче напряжения возникает коронный разряд в виде голубого свечения, ионизирующий находящийся поблизости газ и золовые частицы. Заряженные в основном отрицательным зарядом золовые частицы перемещаются в сторону заземленных осадительных электродов и осаждаются на них.

Осадительные электроды 6 выполнены из тонколистовых широкополосных элементов с развитой поверхностью. Золотые частицы, отдав им заряд, выпадают в бункер золы 5. Накапливающиеся на осадительных электродах золотые частицы периодически стряхивают с помощью специальных устройств 1 и 3. В момент встряхивания часть золы, отрываясь от электродов, уносится потоком газов, снижая степень очистки. На входе и выходе электрофилтра располагают направляющие лопатки и решетки, обеспечивающие равномерное распределение газов и золы по отдельным секциям, что способствует повышению степени улавливания.

Применяют электрофилтры с горизонтальным и вертикальным потоком газов. Для котельных установок преимущественно используют горизонтальные электрофилтры с пластинчатыми электродами.

Электрофилтры являются универсальными и весьма эффективными золоуловителями (КПД очистки составляет 96...97 %), работающими в условиях повышенных до 250 °С температур. Однако следует отметить, что они имеют высокую стоимость и металлоемкость (большой расход металла), чувствительны к отклонениям от оптимальных режимов, требуют квалифицированного обслуживания и тщательного монтажа и ремонта.

Комбинированные золоуловители. Для достижения высокой степени очистки продуктов горения применяют комбинированные золоуловители, включающие в себя несколько ступеней очистки. Наиболее часто в качестве первой ступени применяют батарейные циклоны, а на второй ступени — электрофилтры. В батарейном циклоне улавливаются крупные частицы уноса, что улучшает работу электрофилтра. При двухступенчатой компоновке золоуловителей КПД очистки достигает 98...99 %.

12.3. Очистка продуктов горения от газообразных токсичных выбросов

Методы снижения токсичных газообразных выбросов. Проблема вредных выбросов при сжигании органических топлив решается поэтапно на разных стадиях технологического процесса (рис. 12.5) в котельных и ТЭС, начиная со стадии подготовки топлива к сжиганию, далее на стадии сжигания топлива и, наконец, в процессе охлаждения продуктов горения топлива. Так, на стадии подготовки топлива к сжиганию возможно получение «чистого» топлива, высокотемпературный подогрев мазута, термическая подготовка угольной пыли, приготовление водоугольных суспензий. Получение «чистого» топлива (путем десульфурации) достигается за счет удаления содержащейся в нем серы. Сера в твердых топливах содержится в трех видах. Органическая сера $S_{орг}$ входит в состав

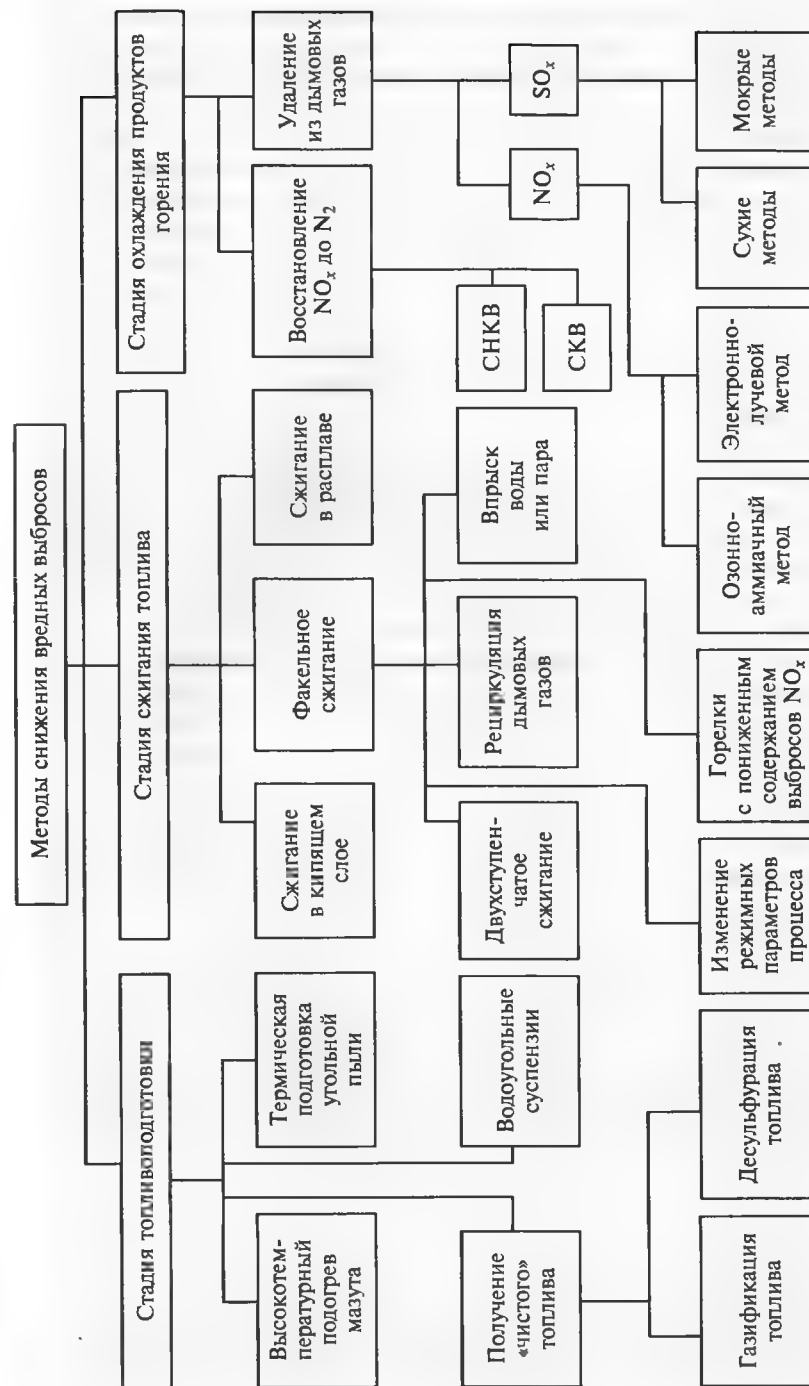


Рис. 12.5. Основные методы снижения вредных выбросов

сложных высокомолекулярных органических соединений топлива. Колчеданная сера представляет собой соединения с металлами (чаще всего это FeS_2) и входит в минеральную часть топлива. Сульфатная сера входит в минеральную часть топлива в виде сульфатов щелочных соединений металлов (CaSO_4 и MgSO_4), в процессе горения она не окисляется и переходит в золу.

Колчеданная сера удаляется из угля после его измельчения гравитационной или магнитной сепарацией, а также методом пенной флотации. При гравитационной сепарации отделение колчедана от угля основано на разнице плотностей (плотность колчедана $4,85 \dots 5,1 \text{ г/см}^3$, угля — $1,9 \dots 2,0 \text{ г/см}^3$). Удаление колчеданной и органической серы осуществляется путем гидротермического обессеривания измельченного топлива с водными растворами щелочей в автоклавах при давлении $1,75 \text{ МПа}$ и температуре около 300°C . Получаемый при этом уголь с весьма низким содержанием серы отделяется от жидкости центрифугированием и затем сушится.

Процесс газификации твердого или жидкого топлива заключается в неполном окислении органической части топлива разными газообразными окислителями при высоких ($900 \dots 1300^\circ\text{C}$) температурах с образованием генераторного газа, содержащего в основном CO , CO_2 , H_2 , CH_4 , N_2 . Побочными продуктами газификации являются зола, H_2S , NH_3 , смолы, которые должны быть отделены, после чего генераторный газ может рассматриваться как «чистое» энергетическое топливо.

Использование очищенного генераторного газа позволяет снизить выбросы NO_x и SO_x до 10 раз.

Экспериментальными исследованиями установлено, что выход оксидов азота NO зависит от температуры подогрева мазута. При повышении температуры от 130 до 170°C выход NO_x увеличивается примерно на 20 %, дальнейшее повышение температуры до 250°C приводит к уменьшению выхода NO_x на 40...50 %.

При прогреве угольной пыли в восстановительной среде при $\alpha = 0,02 \dots 0,03$ и температуре $500 \dots 700^\circ\text{C}$ происходит разрушение азотсодержащих компонентов топлива и переход в летучую часть веществ типа HCN и NH_3 , из которых затем в отсутствие кислорода образуется молекулярный азот N_2 . Для реализации этого метода предложена вихревая горелка с предварительным подогревом угольной пыли до $500 \dots 700^\circ\text{C}$, при эксплуатации которой достигается снижение выбросов оксидов азота в 2—2,5 раза.

Интерес представляют также водоугольные суспензии (ВУС) — искусственно обводненный (до $W^p = 33 \dots 40 \%$) мелко измельченный (от 0 до 20 мкм) уголь, транспортируемый по трубопроводам и предназначенный для прямого сжигания в топках котлов. Подача ВУС в топку осуществляется с помощью форсунок в среде сжатого воздуха. Выбросы оксидов азота снижаются при этом на 25...30 %, однако КПД котла снижается на 2...4 %.

Методы подавления образования оксидов азота. Основными путями снижения выбросов NO_x на стадии сжигания топлива, приводящими к подавлению их образования, являются двухступенчатое сжигание топлива; рециркуляция продуктов горения; впрыск воды или ввод пара в факел; применение специальных горелочных устройств; выбор оптимального коэффициента избытка воздуха.

При двухступенчатом сжигании в первичную зону горения воздух подается при расходе, меньшем теоретически необходимого для сжигания топлива ($\alpha = 0,80 \dots 0,95$). В результате происходит неполное сгорание топлива с частичной его газификацией при пониженной температуре и, следовательно, сниженном содержании оксидов азота. Во вторичную зону подается чистый воздух или обедненная топливом смесь для дожигания продуктов неполного сгорания. Этот метод позволяет снизить содержание NO_x на 25...35 %.

Для организации рециркуляции продукты горения обычно после водяного экономайзера в количестве до 20 % при температуре $300 \dots 400^\circ\text{C}$ отбирают специальным рециркуляционным дымоходом и подают в топочную камеру. Наиболее эффективна рециркуляция газов с топливом (приблизительно в 1,8 раза больше, чем с воздухом). При рециркуляции 20 % продуктов горения с топливом достигаемое снижение выбросов NO_x составляет около 90 %.

При впрыске воды (расход воды $0,35 \text{ кг/м}^3$ топлива) или вводе пара (3...3,5 % массы воздуха) в факел достигается снижение NO_x в 2 раза. Помимо этого в продуктах горения снижается содержание бенз(а)пирена. Эффекты при введении водяных паров сводятся к снижению максимума температуры горения и к их ингибирующему (замедляющему) воздействию на реакции образования NO_x .

Применение специальных плоскопламенных горелочных устройств с внутренней рециркуляцией газов, имеющих температуру $800 \dots 1200^\circ\text{C}$, к фронту воспламенения позволяет на 40...50 % снизить выбросы оксидов азота.

Существенное влияние на выход NO_x оказывает величина коэффициента избытка воздуха. Изменением режимных параметров работы горелок достигают существенного снижения выброса оксидов азота. Так, например, при температуре в зоне горения $1600 \dots 1700^\circ\text{C}$ максимальное содержание оксидов азота имеет место при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,2$, и при уменьшении его до 1,02 удастся снизить содержание оксидов азота в 2 раза.

Восстановление оксидов азота продуктов горения топлива. Снижение содержания оксидов азота в выбросах на стадии охлаждения продуктов горения осуществляется с помощью методов, основанных на восстановлении NO_x до молекулярного азота N_2 . От-

носителем дешевым является, например, метод селективного некаталитического восстановления (СНКВ) оксидов азота разными азотсодержащими веществами при высоких температурах. В качестве восстановителей используются: аммиак NH_3 , мочевины (карбамид) $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$, циануровая кислота $(\text{HOCN})_3$. Термин «селективный» означает свойство избирательного (предпочтительного) протекания реакций вещества восстановителя с оксидами азота по сравнению с другими компонентами дымовых газов.

Восстановление монооксида азота NO до N_2 с помощью аммиака NH_3 протекает наиболее эффективно в диапазоне температур 870...1100 °С в присутствии избыточного кислорода по реакции



Восстановитель в методе СНКВ вводится в поток дымовых газов через систему охлаждаемых инжекторов, которые располагаются на выходе из топки и внутри газоходов в необходимой температурной зоне (обычно между ширмовым и конвективным пароперегревателями). Степень снижения оксидов азота при использовании метода СНКВ составляет 60...70 %.

Метод селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота основан на реакции восстановления NO_x аммиаком на поверхности катализатора в присутствии кислорода при температуре газов 300...400 °С. Реакция восстановления NO_x записывается в том же виде, как и в методе СНКВ.

В методе СКВ предусмотрено использование каталитического реактора, в активной зоне которого в несколько рядов размещаются модули с каталитическими элементами. Активная масса катализатора выполнена на основе диоксида титана TiO_2 , пентаоксида ванадия V_2O_5 с добавками триоксидов вольфрама WO_3 или молибдена MoO_3 . Порошковый материал катализатора закрепляется на поверхности металлического или керамического носителя. Наибольшее распространение получили два типа катализаторных элементов: пластинчатый из легированной стали и сотовый из керамики. Срок службы катализатора составляет 2...3,5 г. Очистку поверхности катализатора от наружных загрязнений проводят с помощью специальных устройств, установленных перед каждым модулем. Каталитические реакторы размещают в рассечку между водяным экономайзером и воздушным подогревателем либо после золоуловителя, однако при этом необходим подогрев дымовых газов до необходимой температуры. Метод СКВ является весьма эффективным (снижение содержания NO_x на 90 %), но и дорогим методом восстановления оксидов азота. На долю стоимости катализаторов приходится 50 % стоимости всей установки СКВ, а их общая масса составляет несколько сотен тонн.

Контрольные вопросы

1. Какие вредные примеси находятся в продуктах горения топлива?
2. К каким негативным последствиям приводит наличие в продуктах горения вредных примесей?
3. Какие виды оксидов азота образуются при сжигании топлива?
4. От каких факторов зависит образование термических оксидов азота?
5. Укажите типы золоуловителей, устанавливаемых за котельными агрегатами.
6. Что такое полный и фракционный КПД золоуловителя?
7. Как устроен циклонный золоуловитель конструкции НИИОгаза?
8. Опишите конструкцию мокрых золоуловителей.
9. Каким образом устроен электрофильтр? Каков полный КПД улавливания посредством электрофильтра?
10. Перечислите основные методы снижения токсичных газообразных выбросов на стадии подготовки топлива к сжиганию.
11. Назовите методы подавления образования оксидов азота, используемые в котельной технике.
12. В чем суть методов восстановления оксидов азота продуктов горения топлива (СНКВ и СКВ) и какова их эффективность?

13.1. Выход и характеристики золы и шлака

В процессе сжигания твердого топлива образующийся несгораемый остаток из минеральных примесей выделяется в виде шлака, остающегося в топке, и в виде летучей золы, уносимой продуктами горения, частично оседающей в газоходах и улавливаемой в золоуловителях, а частично удаляемой через дымовую трубу в атмосферу. Шлак, удаляемый из топки, представляет собой крупные бесформенные куски (размером до 250... 300 мм) сплавленной стекловидной или хрупкой губчатой массы. Унос, осаждающийся в газоходах и золоуловителях, представляет собой сыпучую подвижную смесь зольных частиц и несгоревшего топлива.

Зола и шлак представляют собой ценное сырье для производства строительных материалов. Шлаки могут быть использованы как добавка к цементу при производстве силикатного или алюмосиликатного кирпичей, шлакоблоков, каменных изделий, огнеупоров, шлаковой ваты и т.д.

Таблица 13.1

Выход шлака и золы в зависимости от конструкции топочных камер

Тип топочной камеры	Выход шлака, % общего выхода шлака и золы	Выход золы, оседающей в газоходах котла, % общего выхода шлака и золы	Выход золы, уносимой дымовыми газами из котла, % общего выхода шлака и золы
Для слоевого сжигания топлива	80	5... 10	10... 15
Для пылеугольного сжигания топлива с сухим шлакоудалением	15... 25	10... 15	60... 75
Для пылеугольного сжигания топлива с жидким шлакоудалением	40... 55	5... 10	35... 55

Количество шлака и золы, которое необходимо удалять из топочных камер котлов большой производительности, работающих на многозольном топливе, достигает сотен тонн в сутки. Наряду с подачей твердого топлива процессы удаления золы и шлака являются наиболее трудоемкими операциями в энергетике.

К системам шлакозолоудаления предъявляются многочисленные требования, в числе которых обеспечение нормальных санитарно-гигиенических условий и безопасности работы; минимальные эксплуатационные расходы на удаление и транспортировку шлака и золы; возможность использования шлака и золы из котельного агрегата, уборки и транспортировки их с территории на золоотвалы или к потребителям.

Соотношение выхода шлака и золы зависит от способа сжигания топлива и конструкции топочного устройства. Примерные данные для разных топочных камер приведены в табл. 13.1.

Для удаления шлака и золы применяют механическую, пневматическую и гидравлическую системы шлакозолоудаления.

13.2. Механическая система шлакозолоудаления

Механическая система шлакозолоудаления может быть ручной и механизированной.

Ручное шлакозолоудаление применяют в небольших производственно-отопительных котельных. При ручном удалении используют узкоколейные вагонетки с опрокидывающимся кузовом. Эти вагонетки перемещаются по рельсам. Шлак и зола перевозятся на шлакоотвал сухими.

При механизированном периодическом шлакозолоудалении применяют скреперные установки, скиповые подъемники, скребковые транспортеры, шлаковыгрузатели. На рис. 13.1 показана система скреперного шлакозолоудаления. Шлак и золу, предварительно залитые водой в бункере, сбрасывают в шлаковый канал 2. По дну канала с помощью лебедки 5 движется скрепер 3, который захватывает шлак и по наклонной эстакаде транспортирует его в сборный шлаковый бункер 7. Скрепер представляет собой лоток с дном или без него. Лебедка скрепера снабжена механизмом, обеспечивающим автоматическое переключение хода. Из сборного бункера, имеющего затвор 6, шлак автомашинами или железнодорожными вагонами вывозят на золоотвал.

Для непрерывного транспортирования шлака и золы рекомендуется применение скребковых и ленточных конвейеров.

Скреперные и другие механические системы шлакозолоудаления обычно применяются для котлов производительностью до 10 т/ч. Преимуществом скреперных систем шлакозолоудаления яв-

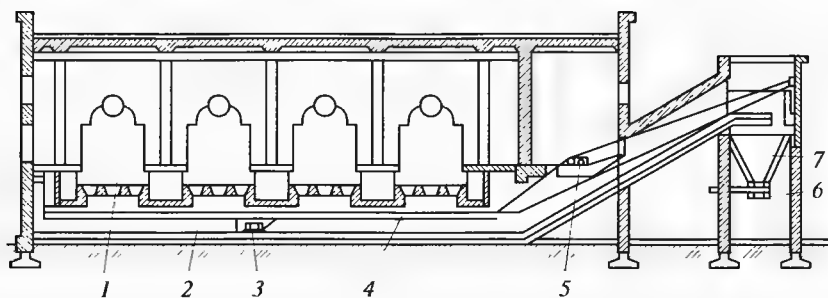


Рис. 13.1. Установка скреперного шлакозолоудаления:

1 — топка котла; 2 — шлаковый канал; 3 — скрепер; 4 — система канатов; 5 — лебедка; 6 — затвор (шибер); 7 — шлаковый бункер

ляется простота применяемых механизмов, относительно высокая степень механизации трудоемких работ и дешевизна. К основным недостаткам относятся периодичность работы, значительный износ троса, необходимость утепления внешнего тракта и сборного бункера для предохранения мокрого шлака от смерзания.

13.3. Пневматическая система шлакозолоудаления

В основе пневматического транспортирования шлака и золы лежит способность к перемещению сыпучих материалов в потоке газов при достаточной их скорости. Система пневматического шлакозолоудаления может быть нагнетательной, всасывающей и комбинированной. При всасывающей системе шлак и зола транспортируются под разрежением, создаваемым вакуумным насосом или паровым инжектором, в струе подсасываемого воздуха. В нагнетательной системе транспортировка шлака и золы осуществляется в потоке сжатого воздуха, подаваемого от компрессора. В комбинированных схемах сочетаются принципы работы всасывающей и нагнетательной систем, при этом шлак и зола забираются по схеме всасывающей системы, а транспортирование их к потребителю (например, на завод строительных материалов) осуществляется по схеме нагнетательной системы.

Для пневматического транспортирования шлака и золы от паровых и водогрейных котлов обычно применяется всасывающая система. При этом расстояние до разгрузочной станции не должно превышать 200 м. На рис. 13.2 показано пневматическое шлакозолоудаление, выполненное по всасывающей схеме. Так как при этом вся трасса золопроводов находится под разрежением, пыление по всему тракту транспортирования шлака и золы отсутствует.

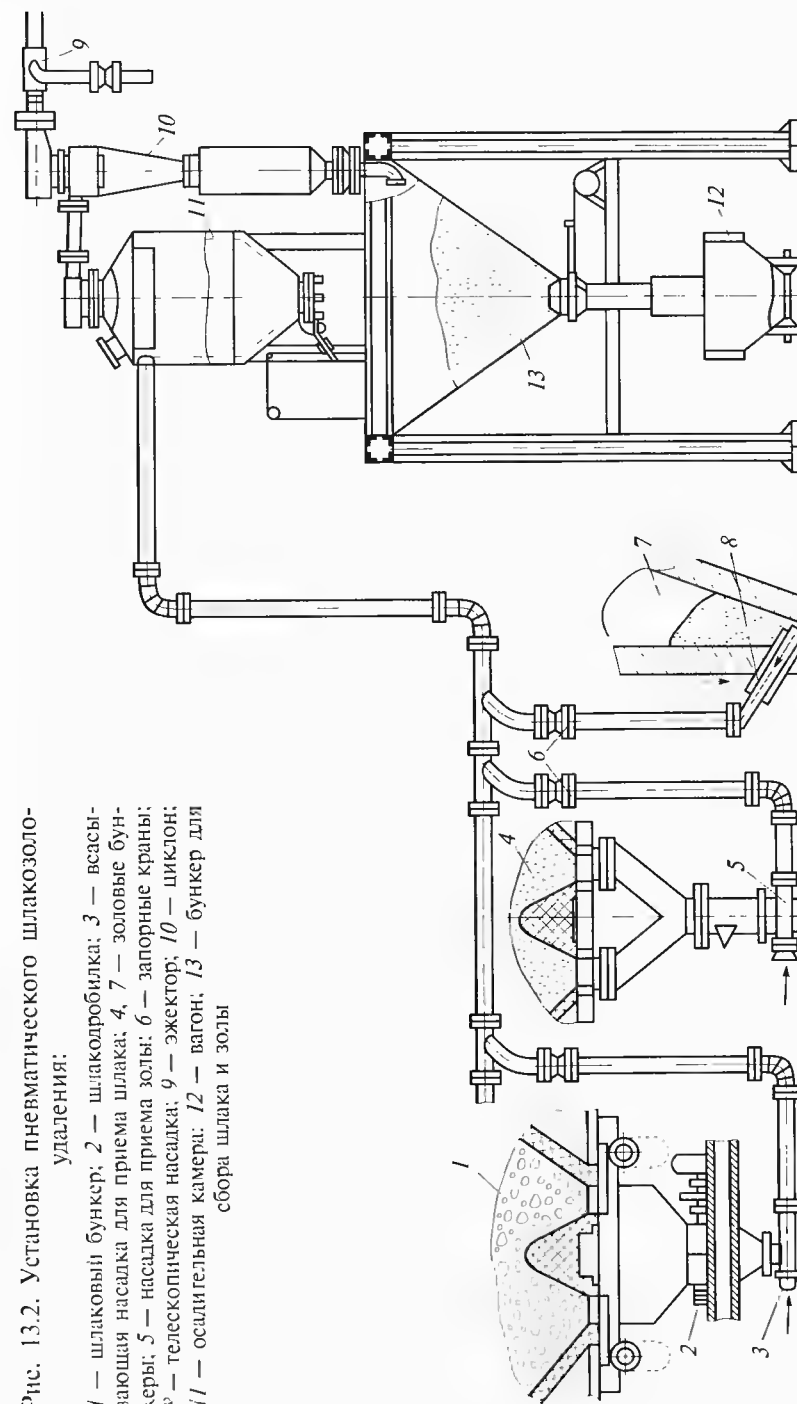


Рис. 13.2. Установка пневматического шлакозолоудаления:

1 — шлаковый бункер; 2 — шлакодробилка; 3 — всасывающая насадка для приема шлака; 4, 7 — золотые бункеры; 5 — насадка для приема золы; 6 — запорные краны; 8 — телескопическая насадка; 9 — эжектор; 10 — шиклон; 11 — осадительная камера; 12 — вагон; 13 — бункер для сбора шлака и золы

Шлак предварительно измельчают в валковых дробилках до кусков размером около 20 мм. Транспортирование шлака и золы осуществляется в сухом виде, причем забор в систему ведется только из одной точки. Для полного удаления шлака и золы поочередно включаются в работу все заборные устройства, присоединенные к пневмосистеме.

Основными элементами пневматической системы шлакозолоудаления являются шлаковые дробилки, золоприемные устройства, золопроводы, вакуумная установка и золоосадительная станция. Золоосадительная станция состоит из осадительной камеры 11, двух последовательно включенных циклонов 10 (на рис. 13.2 условно показан один циклон) и бункера 13 для сбора шлака и золы.

Шлак после открытия затвора в нижней части шлакового бункера 1 поступает через шлакодробилку 2 в горизонтальную всасывающую насадку 3. Одновременно в насадку 3 по причине разрежения в системе засасывается атмосферный воздух, который подхватывает из насадки шлак и транспортирует его по шлакозолопроводу в осадительную камеру 11. Воздух после очистки от взвешенных частиц в осадительной камере и двух последовательно включенных циклонах 10 выбрасывается эжектором 9 в дымовую трубу или через специальную трубу в атмосферу.

После удаления шлака насадка 3 отключается запорным краном 6. Зола уноса, уловленная в золоуловителе, находящемся в золовом бункере 4, после открытия своего крана 6 поступает в насадку для приема золы 5, подхватывается воздухом и транспортируется по шлакозолопроводу в золоосадительную станцию.

Зола, скапливающаяся в газоходе, всасывается в золопровод через телескопическую насадку 8. Шлак и зола, поступающие из осадительных устройств, собираются в бункер 13, из которого их вывозят автомобильным или железнодорожным транспортом.

Трубопроводы для пневмотранспорта шлака и золы имеют диаметр 90...120 мм; так как эти трубопроводы подвергаются изнашивающим нагрузкам при контакте с потоком золы и шлака, их следует выполнять из износостойчивых сталей.

Основными достоинствами системы пневматического шлакозолоудаления являются такие факторы, как транспортирование и выдача материала в сухом виде, герметичность системы, простота сооружения и небольшие габариты, возможность транспортирования шлака и золы на достаточно большие расстояния. Основным недостатком системы пневматического шлакозолоудаления является заметный износ трубопроводов, т.е. в процессе эксплуатации отдельные элементы системы необходимо заменять. Кроме того, следует отметить несколько больший, чем в механических системах, расход энергии на дробление шлака и использование пара (0,8...1 кг/кг транспортируемой массы золы и шлака).

Пневмошлакозолоудаление применяют для котельных установок малой производительности при нецелесообразности устройства гидрозолоудаления, а также в случае необходимости получения сухих шлака и золы по условиям их дальнейшего использования.

13.4. Гидравлическая система шлакозолоудаления

В котельных установках средней и большой мощности с пылеугольными топками применяется гидравлическая система шлакозолоудаления.

Транспортирование шлака и золы в котельном помещении ведется в каналах без давления, и системы различаются по способу внешнего транспортирования гидромассы — смеси воды, шлака и золы — на золоотвал. Применяют преимущественно следующие системы внешнего транспортирования гидромассы: совместная для шлака и золы по общим трубопроводам на золоотвал; раздельная для гидромассы шлака и гидромассы золы по индивидуальным трубопроводам. При совместном транспортировании для перекачки гидромассы применяют эжектирующие гидроаппараты или багерные насосы, а иногда гидропневматические эрлифт-насосы. При раздельном транспортировании для перекачки гидромассы шлака применяют гидроаппараты или багерные насосы, а для гидромассы золы — шламовые насосы.

На рис. 13.3, а в качестве примера приведена одна из распространенных схем совместного шлакозолоудаления с багерными насосами. Шлак из шлакового бункера 8 котла поступает в шлакосмывную шахту 9. Охлаждение шлака проводится водой, подаваемой через брызгально-оросительное устройство 10, расположенное в верхней части шахты. Накапливающийся в шахте шлак периодически смывается водой, подаваемой под давлением через смывное сопло 11.

Шлак сначала падает на решетку, а затем поступает в канал 6. По каналу шлак перемещается под действием струи воды, вытекающей из побудительных сопел 12, установленных по длине канала через определенные промежутки и обеспечивающих надежное транспортирование шлака вплоть до приемных устройств багерного насоса.

Зола, уловленная в золоуловителе 2, поступает в золовый бункер 3 и затем в золосмывной аппарат 4, в котором зола смачивается и перемешивается с водой, после чего пульпа поступает в канал 6.

Смесь золы, шлака и воды по каналу 6 поступает в багерную насосную, вначале к предварительному металлоуловителю 19, а затем на решетку 20. Мелкие фракции шлака, зола и вода проходят сквозь решетку, а крупные (более 60 мм) направляются в дробил-

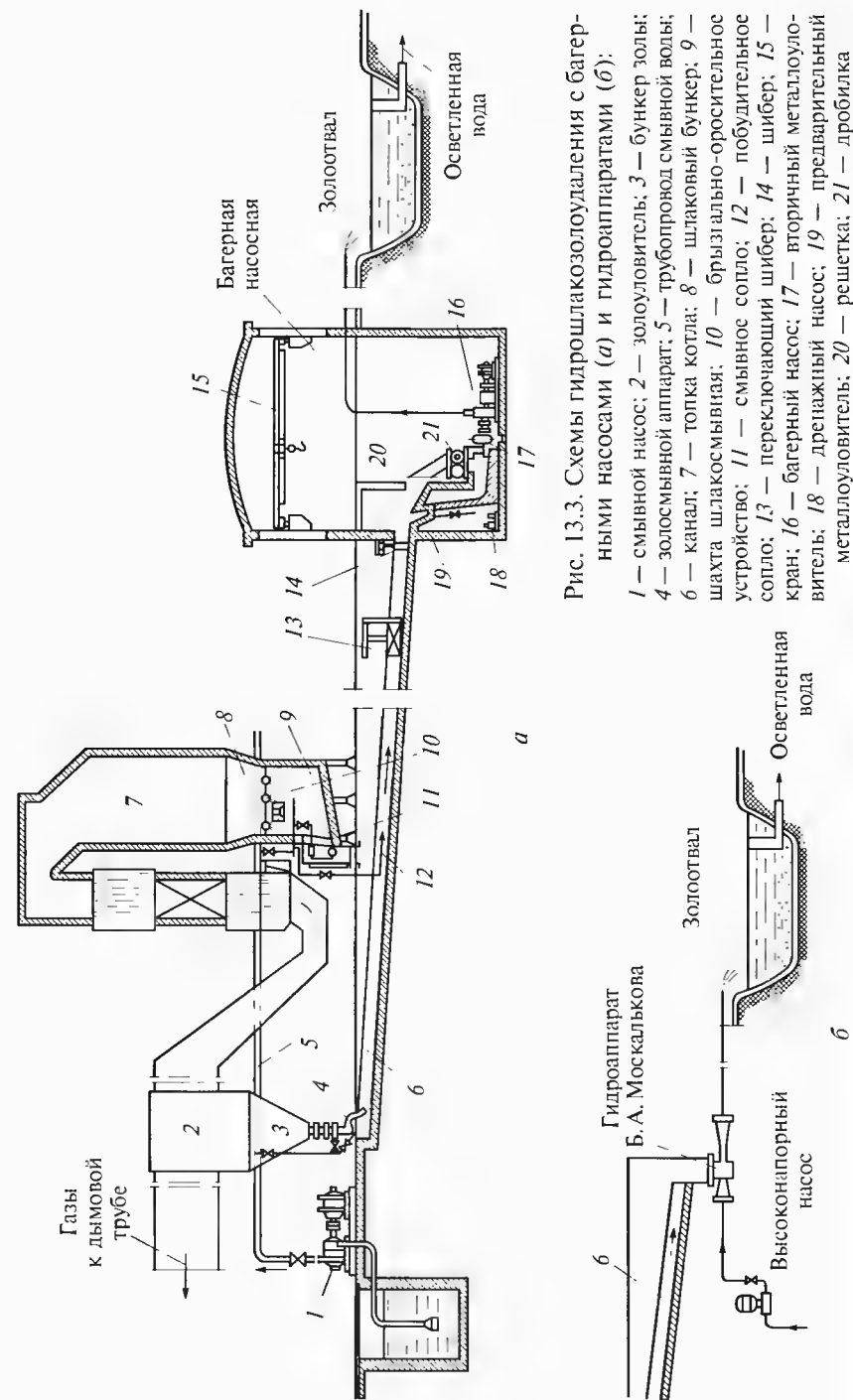


Рис. 13.3. Схемы гидрошлакозолоудаления с багерными насосами (а) и гидроаппаратами (б):

1 — смывной насос; 2 — золоуловитель; 3 — бункер золы; 4 — золосмывной аппарат; 5 — трубопровод смывной воды; 6 — канал; 7 — топка котла; 8 — шлаковый бункер; 9 — шахта шлакосмывная; 10 — брызгально-оросительное устройство; 11 — смывное сопло; 12 — побудительное сопло; 13 — переключательный шибер; 14 — шибер; 15 — кран; 16 — багерный насос; 17 — вторичный металлоуловитель; 18 — дренажный насос; 19 — предварительный металлоуловитель; 20 — решетка; 21 — дробилка

ку 21. Измельченный в дробилке шлак смешивается со шлаком и золой, прошедшими через решетку, и весь поток после вторичного металлоуловителя 17 поступает в багерный насос 16. Багерный насос перекачивает гидрозолошлаковую смесь в золоотвал.

В системе гидрошлакозолоудаления с гидроаппаратами Б.А. Москалькова (рис. 13.3, б) измельчение шлака и транспортирование гидрозолошлаковой смеси к золоотвалу осуществляются эжекторным гидроаппаратом. Вода с помощью высоконапорного насоса подается в гидроаппарат под давлением 2,4...6,4 МПа. Вытекающая с большой скоростью из сопла вода эжектирует гидромассу из приемной воронки гидроаппарата в диффузор. При ударе о стенки диффузора происходит дробление кусков шлака крупностью от 100...140 до 30...40 мм.

Как наиболее современная система гидрошлакозолоудаления получила широкое распространение, хотя применение напорной системы перекачки на золоотвалы связано с повышенными эксплуатационными расходами (расходы на электроэнергию, амортизацию и ремонт).

Система гидрошлакозолоудаления громоздка, отличается высокой металлоемкостью (содержит большое количество оборудования), что приводит к ее высокой стоимости.

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляются к системам шлакозолоудаления?
2. Какие системы шлакозолоудаления применяются в настоящее время?
3. Опишите устройства и работу системы скреперного шлакозолоудаления.
4. Как устроена пневматическая система шлакозолоудаления?
5. Как устроена гидравлическая система шлакозолоудаления, показанная на рис. 13.3?
6. Укажите области использования рассмотренных систем шлакозолоудаления.
7. Укажите преимущества и недостатки рассмотренных систем шлакозолоудаления.

АБРАЗИВНЫЙ ИЗНОС, КОРРОЗИЯ, ЗАГРЯЗНЕНИЕ И ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

14.1. Абразивный износ поверхностей нагрева

При сжигании твердого топлива присутствие в продуктах горения золы и несгоревших частиц приводит к абразивному износу труб, стенок газоходов, стоек, опорных балок и подвесок поверхностей нагрева.

Абразивный износ происходит по причине того, что при ударе и трении твердых частиц о поверхность стенки труб истираются, и толщина их становится меньше. При сильном износе труб появляются свищи или разрывы, что вызывает необходимость останова котла. Абразивный износ определяется выходом золы и несгоревших частиц топлива, скоростью движения газового потока, истирающими свойствами уноса, формой и размерами золовых частиц, износоустойчивостью металла труб, конструктивными характеристиками поверхности нагрева, равномерностью распределения золы и скорости газового потока по сечению газоходов и др.

Наибольшее влияние на износ оказывает скорость газового потока. При сжигании топлив с высокоабразивной золой (например, экибастузский и подмосковный угли) скорость газов в поверхностях нагрева ограничивают величиной 6...8 м/с, в то время как для топлив с низкой абразивностью она составляет 10...12 м/с.

Абразивные свойства золы и несгоревших частиц топлива в значительной степени определяются формой частиц. Например, легкоплавкие зольные частицы оплавливаются и меньше истирают трубы, в то время как частицы тугоплавкой золы и несгоревшего топлива имеют шероховатую поверхность с острыми кромками, что повышает их абразивные свойства. Поэтому в качестве одного из методов борьбы с износом рассматривается переход на жидкое шлакоудаление, при котором золовые частицы при оплавлении преобразуют сферическую форму. При этом также повышается доля золы, удаляемой из топки в виде шлака, и уменьшается концентрация золы в газовом потоке, что приводит к снижению износа труб.

Увеличенный износ труб обычно наблюдается в области поворотов газового потока, так как при этом происходит перераспределение масс золы и газов по сечению газоходов, возрастает неравномерность их скоростей и концентраций, в зоне их повышенных значений резко возрастает износ труб. Поэтому целесообразно

трубы в зоне поворотов потока защитить от износа. Для этого в местах наиболее интенсивного износа на трубах устанавливают уголки и накладки на сгибах змеевиков и приваривают прутки на прямых участках труб. В трубчатых воздухонагревателях во входных участках, где имеет место наибольший износ, устанавливают вставки длиной 150...200 мм.

Износ в определенной степени зависит также от работы пылесистем и метода сжигания топлива — например, при увеличении крупности частиц (при открытии створок сепараторов, увеличении доли сушильного агента в гравитационных сепараторах) или ухудшении процесса горения, при котором возрастают недожог, размер золовых частиц и, как следствие, износ.

14.2. Коррозия поверхностей нагрева

Коррозия — разрушение металла труб в результате химического или электрохимического воздействия омывающей среды. Различают высокотемпературную и низкотемпературную коррозию поверхности нагрева. В результате воздействия раскаленных продуктов горения на поверхности металла образуется оксидная пленка. В некотором диапазоне температур эта пленка прочно скреплена с металлом и является плотной. Однако при определенной для каждого металла температуре плотность оксидной пленки резко падает и кислород среды беспрепятственно проникает к чистому металлу, окисляя его. Этот процесс носит название — **окалинаобразование**.

Наиболее интенсивно коррозионные процессы протекают при наличии сернистых соединений в продуктах горения. В области высоких температур при соприкосновении газов с горячими поверхностями нагрева, при наличии локальных зон с избытком кислорода имеет место образование SO_3 из SO_2 , так как оксидная пленка окалины Fe_2O_3 , а также зола являются катализаторами этого процесса. При наличии оксидов серы в газах происходит их соединение со щелочными компонентами золы с образованием сульфатных соединений типа $\text{K}_2\text{Fe}(\text{SO}_4)_2$ или $\text{Na}_2\text{Fe}(\text{SO}_4)_2$, разрушающие воздействующие на защитную пленку окалины. Наиболее подвержены высокотемпературной газовой коррозии трубки выходных ступеней пароперегревателя, имеющих наибольшую температуру металлических стенок.

Наличие в золе топлива оксида ванадия V_2O_5 (пентаоксида диванадия) также усиливает высокотемпературную газовую коррозию, в результате растворяющего его действия на защитные пленки окалины.

Ванадиевая и сульфатная коррозия может быть уменьшена путем снижения содержания свободного кислорода.

что достигается, например, сжиганием мазута в условиях с малым коэффициентом избытка воздуха.

Низкотемпературная коррозия вызвана конденсацией водяных паров продуктов горения на стенках труб. Температура, при которой на трубах отмечается появление конденсированной пленки, называется температурой точки росы дымовых газов. Температура точки росы чистых водяных паров невелика и не превышает 60°C даже для таких влажных топлив, как торф. Повреждения в этом случае имеют характер кислородной коррозии. Благодаря легкому доступу кислорода через тонкую пленку воды, скорость коррозии становится достаточно большой.

При наличии в продуктах горения сернистых соединений SO_2 и SO_3 температура точки росы существенно повышается и может достигать $140\ldots 160^\circ\text{C}$ и даже выше. Серный ангидрид SO_3 обладает способностью соединяться с парами воды и образовывать пары серной кислоты. Далее при омывании продуктами горения низкотемпературных поверхностей нагрева происходит конденсация серной кислоты на более холодной, чем газы, металлической стенке, т.е. в результате создаются условия для интенсивного разрушения металла и образования коррозии под действием серной кислоты. Коррозионный процесс в данном случае является электрохимическим, причем жидкая пленка играет роль электролита.

При сжигании топлива содержащаяся в нем сера преимущественно окисляется в сернистый ангидрид SO_2 . Образование серного ангидрида SO_3 происходит за счет доокисления SO_2 по реакции



Для протекания данной реакции важное значение имеют катализаторы, в роли которых выступают оксиды железа, ванадия и т.д. Окисление SO_2 до SO_3 происходит лишь при наличии в продуктах горения свободного кислорода. Следовательно, снижением избытка воздуха можно уменьшить выход серного ангидрида. Как установлено, при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1,02\ldots 1,03$ серный ангидрид вообще не образуется.

Наиболее активно низкотемпературная коррозия происходит в воздушных подогревателях, в которых наблюдаются наиболее низкие температуры греющего и нагреваемого теплоносителя. Для предотвращения коррозии воздухоподогревателя широко используется метод повышения температуры поступающего в него воздуха путем рециркуляции горячего воздуха или предварительного подогрева воздуха в паровых калориферах.

На рис. 14.1, а и б показаны возможные схемы повышения температуры поступающего холодного воздуха ХВ путем рециркуляции горячего воздуха ГВ. Рециркуляция воздуха снижает температурный напор в воздухоподогревателе, повышает температуру уходящих газов УГ и расход электроэнергии на дутье.

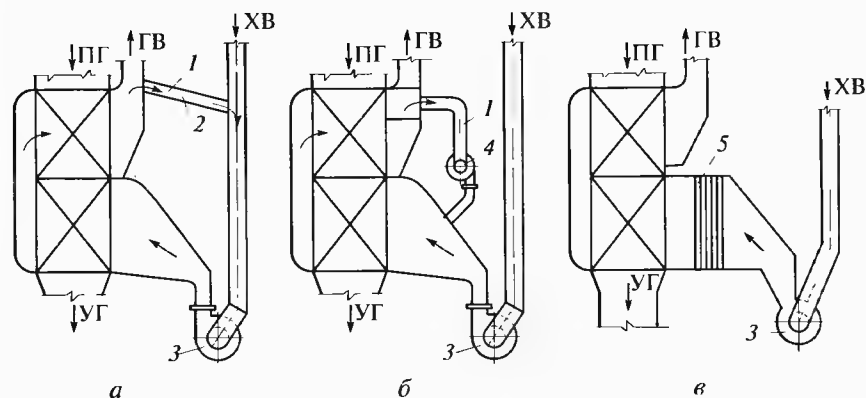


Рис. 14.1. Схемы повышения температуры воздуха, поступающего в воздухоподогреватель:

а — с применением рециркуляции воздуха и регулированием шибером на отводе горячего воздуха; б — с применением рециркуляции горячего воздуха специальным вентилятором; в — с паровым калорифером; 1 — короб рециркуляции; 2 — шибер; 3 — дутьевой вентилятор; 4 — вентилятор подачи горячего воздуха; 5 — паровой калорифер; ПГ — продукты горения; УГ — уходящие газы; ГВ — горячий воздух; ХВ — холодный воздух

На рис. 14.1, в приведена схема подогрева поступающего в воздухоподогреватель воздуха в паровом калорифере, установленном между напорной стороной дутьевого вентилятора и входной ступенью воздухоподогревателя. Калорифер представляет собой трубчатый теплообменник, внутри которого проходит пар при температуре около 120°C . Снаружи трубы омываются воздухом.

В последние годы большое внимание уделяется разработке покрытий и изготовлению поверхностей нагрева из коррозионно-стойких материалов. Одним из способов защиты от коррозии является покрытие кислотостойкой эмалью металлических поверхностей нагрева. С целью защиты от низкотемпературной сернокислотной коррозии и для низкотемпературных поверхностей нагрева котла применяют воздухоподогреватели со стеклянными трубами.

14.3. Коррозия металла внутренних поверхностей нагрева

Под воздействием пара, воды, пароводяной смеси на внутреннюю поверхность труб металл труб корродирует. По виду коррозионные разрушения весьма разнообразны. Принято разделять коррозию на сплошную (общую) и местную.

Сплошная коррозия (рис. 14.2, а, б, в) распространяется на всей поверхности, и металл разрушается в глубину более или менее

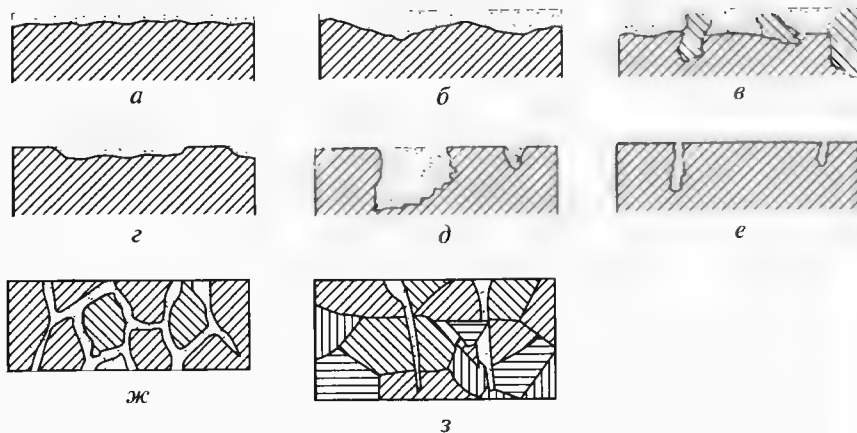


Рис. 14.2. Типы коррозионных разрушений:

a — сплошная равномерная коррозия; *b* — сплошная неравномерная коррозия; *v* — сплошная избирательная коррозия; *z* — *з* — местная коррозия (*z* — пятнами; *d* — язвенная; *e* — точечная; *ж* — межкристаллитная; *з* — транскристаллитная)

равномерно. Неравномерность ее развития проявляется либо в некоторых колебаниях глубины сплошного повреждения, либо в избирательном удалении из сплава какого-либо компонента.

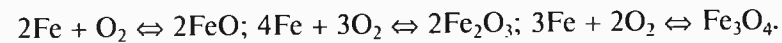
Местная коррозия охватывает лишь отдельные участки поверхности, по сравнению с которыми остальная поверхность металла не затрагивается повреждением этого вида. Выделяют следующие основные виды местной коррозии:

- коррозия пятнами (рис. 14.2, *z*) — местная коррозия в виде отдельных пятен относительно больших размеров по площади, но небольшой глубины;
- язвенная коррозия (рис. 14.2, *d*) — коррозия островными участками меньших размеров, чем при коррозии пятнами, но значительно большей глубины;
- точечная коррозия (рис. 14.2, *e*) — местная коррозия в виде точечных поражений;
- межкристаллитная коррозия (рис. 14.2, *ж*) — местная коррозия, распространяющаяся по границам кристаллитов (зерен) металла;
- транскристаллитная коррозия (рис. 14.2, *з*) — коррозия, при которой трещина может распространяться не только по границам зерен, но и перерезать тело кристаллита.

При местной коррозии масса разрушившегося металла, как правило, меньше, чем при сплошной, т.е. общей, коррозии. Вместе с тем местная коррозия раньше выводит из строя элементы оборудования, работающего под давлением.

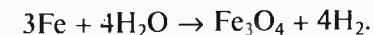
По механизму процесса выделяют два типа коррозии: химическую и электрохимическую. Последняя наряду с химическим пре-

вращением сопровождается возникновением электрического тока. По отношению к воде наибольшее значение имеет химическая коррозия металлов с образованием кислородных соединений. При окислении чистого железа в зависимости от условий могут образоваться оксид железа (II) FeO , оксид железа (III) Fe_2O_3 и оксид железа (II) и (III) Fe_3O_4 (магнетит) в виде защитной оксидной пленки по следующим реакциям:



Химическую коррозию, протекающую в газовых средах при высоких температурах, называют обычно газовой коррозией. В пароводяном цикле ТЭС газовой средой, не содержащей жидкой фазы, является перегретый пар. В теплоэнергетике процесс газовой коррозии сталей в среде перегретого водяного пара называют также пароводяной коррозией.

Для описания газовой коррозии сталей в перегретом паре используют реакцию:



На скорость протекания этой реакции существенное влияние оказывают температура и состав металла. При температурах до 450°C скорость окисления паром углеродистых сталей невелика, при дальнейшем повышении температуры скорость окисления, т.е. скорость коррозии, существенно возрастает. Это необходимо учитывать при выборе сталей для пароперегревателей и паропроводов перегретого пара. При рабочих температурах $450 \dots 585^\circ\text{C}$ для паропроводов рекомендуется применять жаростойкие и жаропрочные стали, хромомолибденовые стали 12Х1МФ, 12Х2МФСР, 12Х2МФБ и др., а для изготовления пароперегревателей — стали аустенитного класса марок Х18Н10Т, Х18Н12Т.

Электрохимическая коррозия металла отличается от химической механизмом протекания. При электрохимической коррозии можно выделить два самостоятельных процесса — анодный и катодный. Анодный процесс — это переход металла в раствор в виде гидратированных ионов. Катодный процесс — это удаление из металла электронов, появившихся в избытке в результате анодного процесса.

На скорость электрохимической коррозии оказывают влияние многие факторы. К внутренним факторам относятся свойства металла, обусловленные структурой сплава, внутренними напряжениями, термической и механической обработкой. К внешним факторам относятся природа и состав электролита, температура раствора, значение pH, скорость движения среды и ее механическое воздействие на металл.

Повреждения и разрушения защитной оксидной пленки создают условия для протекания местной коррозии котельного металла.

К распространенному виду такой коррозии относятся подшламовая коррозия под действием окислителей, межкристаллитная коррозия, а также коррозионное растрескивание.

Понятие подшламовая коррозия объединяет несколько разновидностей коррозии, которые связаны с накоплением на теплопередающей поверхности слоя рыхлых и пористых отложений. В местах скопления отложений в связи с затруднением подвода воды и отвода пузырьков газа концентрация примесей в растворе, находящемся в толще отложений, становится существенно более высокой, чем в хорошо перемешиваемой котловой воде. Подшламовая коррозия, связанная с образованием концентрированных растворов NaOH, получила наименование щелочной коррозии. Концентрированные растворы NaOH при высоких температурах вызывают растворение защитной пленки оксидов железа. Оголившийся металл окисляется, однако в присутствии концентрированного раствора щелочи защитная пленка не образуется и незащищенный металл под слоем отложений продолжает корродировать. Этот процесс протекает до тех пор, пока утончение стенки не приведет к образованию сквозного отверстия — свища.

Щелочная коррозия развивается обычно на огневой стороне экранных труб барабанных котлов в местах скопления отложений. Уязвимыми в отношении щелочной коррозии являются также сварные швы, на неровностях которых часто скапливаются частицы шлама.

К другому виду подшламовой коррозии относится ракушечная коррозия. Такое название связано со своеобразной формой наростов, образующихся в местах повреждения металла.

Коррозия под действием окислителей имеет вид отдельных язвин различных размеров. К числу окислителей, которые поступают с питательной водой, относятся растворенный кислород, нитрит натрия NaNO_2 и нитрат натрия NaNO_3 .

Межкристаллитная коррозия внешне проявляется развитием на поверхности металла трещин. Этот вид коррозии встречается в элементах котлов, имеющих зазоры, например, в клепаных барабанах, в вальцовочных соединениях. Образование трещин по границам зерен является результатом совместного действия высоких внутренних механических напряжений в металле и щелочного концентрата котловой воды. Концентрированная щелочь растворяет скапливающиеся по границам зерен примеси, нарушая тем самым связь между отдельными кристаллитами и уменьшая прочность металла. Высокие растягивающие напряжения в металле способствуют проникновению агрессивного щелочного раствора к границам зерен. Разновидностью щелочной коррозии является межкристаллитная коррозия — каустическая хрупкость металла.

14.4. Загрязнение и очистка наружных поверхностей нагрева

Работа котла сопровождается загрязнением наружных поверхностей нагрева. При высоких температурах в топочных камерах частицы золы могут переходить в расплавленное или размягченное состояние. На экранях и ширмах топки возможны отложения шлака. Процесс зашлаковывания сопровождается образованием значительных наростов, которые время от времени обрушиваются, падая в нижнюю часть топки. В результате падения шлаковых наростов возможны деформация или разрушение трубной системы и обмуровки топочной камеры, а также шлакоудаляющих устройств. При высоких температурах упавшие глыбы шлака могут расплавляться, превращаясь в многотонные монолиты, заполняющие нижнюю часть топки. В случае подобного зашлаковывания топочного пространства требуется останов котла и проведение очистительных работ.

Зашлаковыванию подвергаются также трубы поверхностей нагрева, расположенные на выходе из топки (ширмы, фестоны, конвективные пучки). В этом случае рост шлаковых отложений приводит к забиванию проходов между трубами и к частичному или полному перекрытию сечения для прохода газов.

Зашлаковывание уменьшает тепловосприятие экранных поверхностей нагрева и повышает температуру продуктов горения на выходе из топки, что может привести к нарушению нормального гидравлического режима работы экранов и ширм.

На зашлаковывание сильное влияние оказывают температура газов и их состав, свойства золы, в частности температуры плавления золы (температуры начала деформации t_1 , размягчения t_2 и плавления t_3), ударное действие горящего факела (уменьшение скорости и угла набегания факела на стенку благоприятствуют снижению зашлаковывания).

На зашлаковывание оказывает влияние также длительность работы котла до его останова и состояние поверхности. Шероховатая поверхность удерживает частицы золы и создает условия повышенной опасности зашлаковывания; с увеличением длительности эксплуатации вследствие коррозионных процессов и загрязнения труб шероховатость стен растет.

В значительной степени процесс зашлаковывания зависит от опыта машиниста. Так, при недостаточной подаче воздуха процесс горения протекает в условиях нехватки кислорода и в топочной камере создается восстановительная или полувосстановительная среда. В этих условиях температуры начала деформации t_1 , размягчения t_2 и плавления t_3 золы снижаются на 100...150 °С, а иногда и больше.

Если температура газов ниже температуры начала деформации t_1 , то в области пароперегревателя образуются уплотненные отложе-

ния твердых частиц золы. Прочные отложения образуются при наличии в золе топлива свободной извести CaO , которая, соединяясь с SO_2 , образует сульфат кальция, способствующий образованию на поверхности труб отложений с частицами золы. При сжигании мазутов с большим содержанием ванадия и щелочных металлов на трубах образуются плотные ванадиевые отложения.

В экономайзере образуются рыхлые сыпучие отложения мелких фракций золы. В зоне низких температур могут образовываться липкие связанные отложения. Переход от сыпучих к вязким отложениям связан с конденсацией влаги продуктов горения. Отложения золы на конвективных поверхностях нагрева образуются в основном на тыльных сторонах труб, а при малых скоростях потока — и на лобовых сторонах.

Количество отложений на конвективных поверхностях нагрева зависит от скорости потока продуктов горения, геометрических характеристик поверхности нагрева и физических свойств золы. Уменьшение диаметра труб и продольного шага в трубных шахматных пучках способствуют значительному уменьшению их загрязнения. В случае коридорных пучков труб загрязнение оказывается большим, чем в шахматных.

В процессе эксплуатации котла для очистки экранных поверхностей нагрева топочной камеры применяют паровую и пароводяную обдувку, а также вибрационную очистку. Для ширм и вертикальных пароперегревателей наиболее эффективной является вибрационная очистка. Для конвективных поверхностей нагрева используют паровую и пароводяную обдувку, вибрационную и акустическую очистку или самообдувку.

Очистка поверхностей нагрева от загрязнения может проводиться за счет динамического и термического воздействия струй воды, пара, пароводяной смеси или воздуха. Наибольшей дальностью и термическим эффектом, способствующим растрескиванию шлака, обладает струя воды. Однако обдувка водой может привести к переохлаждению труб и их повреждению. Наиболее распространена обдувка с применением насыщенного и перегретого пара давлением 1,3...4,0 МПа.

Маловыдвижной обдувочный аппарат ОМ-0,35 для паровой обдувки топочных экранов (рис. 14.3) имеет паровой клапан 10, рычаг 1 и насадку 7 с соплами 2 и механизм привода, состоящий из электродвигателя 8 с редуктором и направляющей планки с храповым механизмом, преобразующих вращательное движение в поступательное. Вначале обдувочной трубе с соплами сообщается поступательное движение. Когда сопловая головка вдвигается в топочную камеру, трубка начинает вращаться. В это время открывается автоматический паровой клапан и пар поступает к соплам. По окончании обдувки закрывается паровой клапан, электродвигатель переключается на обратный ход и сопловая головка возвращается в

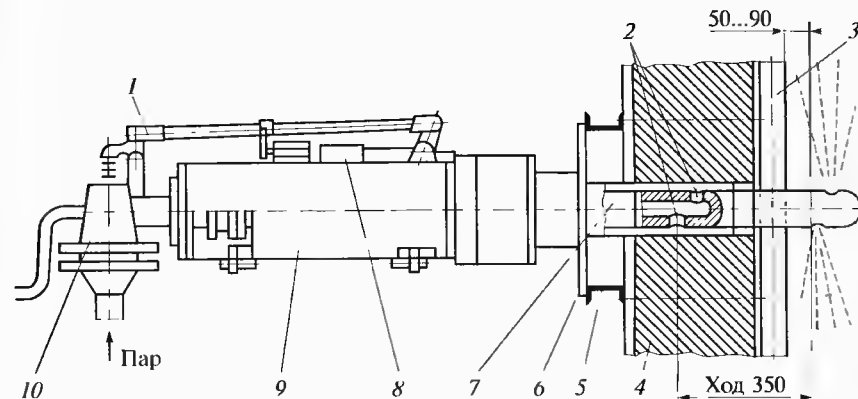


Рис. 14.3. Обдувочный аппарат ОМ-0,35:

1 — рычаг; 2 — сопла; 3 — труба экранов; 4 — обмуровка; 5 — рама; 6 — фланец; 7 — насадка; 8 — электродвигатель; 9 — кожух; 10 — клапан

исходное положение, что предохраняет ее от чрезмерного нагрева. Для обеспечения эффективной обдувки аппараты размещают так, чтобы зона их действия охватывала всю поверхность нагрева, а сопла отстояли от труб экранов на 50...90 мм.

Обдувочные аппараты для конвективных поверхностей нагрева имеют многосопловую трубу, не выдвигаются из газохода и только вращаются. Число сопел, расположенных с двух сторон обдуваемой трубы, соответствует числу труб в ряду обдуваемой поверхности.

Вибрационная очистка основана на том, что при колебании труб с большой частотой нарушается сцепление отложений с металлом поверхности нагрева. Для вибрационной очистки чаще всего используются электромагнитные вибраторы. На рис. 14.4 показана установка для виброочистки труб 1 ширм. Возбуждаемые вибратором 3 колебания передаются виброштангам 2 и от них змеевикам труб 1. Электромагнитный вибратор состоит из корпуса с якорем и каркаса с сердечником. Вибрация очищаемых труб осуществляется за счет ударов по тяге с частотой 3000 ударов в минуту при амплитуде колебаний 0,3...0,4 мм.

Дробевая очистка используется для конвективных поверхностей нагрева при наличии на них прочносвязанных с трубами плотных отложений. На очищаемую поверхность равномерно разбрасывается с некоторой высоты чугунная дробь диаметром 3...5 мм. При ударе о поверхность дробь разрушает отложения на трубах с лобовой и тыльной сторон (при отскоке от нижележащих труб). Основные элементы дробеочистки показаны на рис. 14.5. При включении установки дробь из бункера 8 сжатым воздухом из сопла 9 подается во входное устройство 10 дробепровода 11. Транспортируемая воздухом дробь отделяется в дробеуловителе 1, из которого с по-

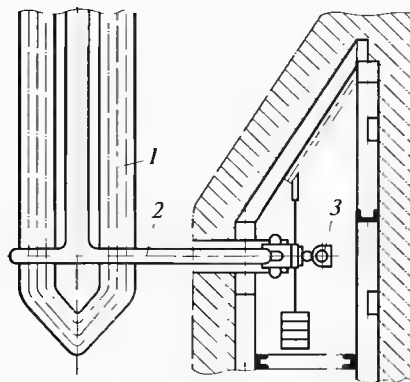


Рис. 14.4. Установка виброочистки ширм:
1 — трубы ширм; 2 — вибротанга; 3 — вибратор

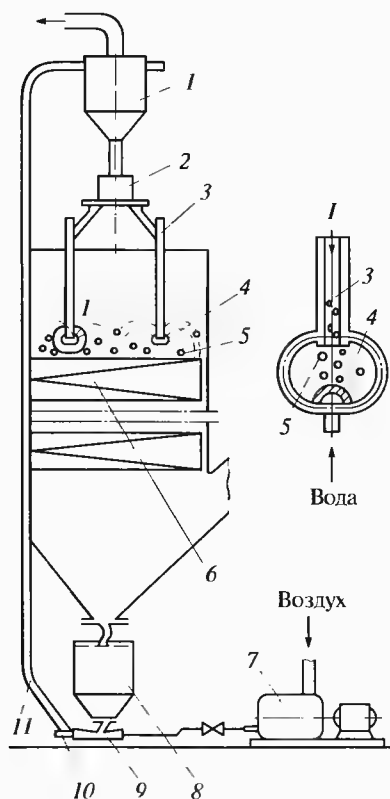


Рис. 14.5. Установка дробеочистки:

1 — дробеуловитель; 2 — тарельчатый питатель; 3 — входной трубопровод; 4 — разбрасыватель дробы; 5 — дробь; 6 — очищаемая поверхность; 7 — воздуходувка; 8 — бункер дробы; 9 — сопло; 10 — входное устройство; 11 — дробепровод

мощью тарельчатого питателя 2 распределяется по отдельным трубопроводам 3, разбрасывателей 4 дробы.

Работа устройства для разбрасывания дробы и ее пневмотранспортирования осуществляется по всасывающей или нагнетательной схемам. В нагнетательной схеме воздух из воздуходувки 7 нагнетается во входное устройство 10 в линию подъема дробы по дробепроводу 11.

В качестве разбрасывающих устройств могут применяться обращенные вверх полусферические разбрасыватели, на которые из трубопровода 3 определенной высоты падает дробь 5 и, отскакивая под разными углами, распределяется по очищаемой поверхности. Для подводящих трубопроводов и отражателей, расположенных в зоне высоких температур, используется водяное охлаждение. Продолжительность периода очистки составляет 20...60 с.

Контрольные вопросы

1. От каких факторов зависит абразивный износ поверхностей нагрева?
2. Каким образом защищаются поверхности нагрева от абразивного износа?
3. Поясните механизмы высокотемпературной сернистой и ванадиевой коррозии.
4. Назовите причины низкотемпературной коррозии, объясните причину влияния сернистых соединений на низкотемпературную коррозию.
5. Укажите методы снижения низкотемпературной коррозии воздушных подогревателей котельных агрегатов.
6. Каковы виды местной коррозии поверхностей нагрева котельного агрегата?
7. Почему местная коррозия поверхностей нагрева, работающих под давлением, более опасна, чем сплошная коррозия?
8. Каков механизм химической (газовой) коррозии внутренних поверхностей нагрева?
9. Каков механизм электрохимической коррозии внутренних поверхностей нагрева?
10. Поясните причины возникновения подшламовой и ракушечной коррозии.
11. Каковы причины межкристаллитной коррозии? В каких элементах котельного агрегата происходит этот вид коррозии?
12. Каковы причины зашлаковывания экранных поверхностей нагрева, ширм, фестонов? Назовите факторы, способствующие этому процессу.
13. Каков характер наружных отложений в пароперегревателе и водяном экономайзере?
14. Укажите методы очистки поверхностей нагрева от отложений. Назовите предпочтительную область применения для каждого из методов.
15. Каким образом осуществляется паровая обдувка поверхностей нагрева?
16. Раскройте суть метода вибрационной очистки поверхностей нагрева.
17. Каким образом выполняется дробевая очистка поверхностей нагрева?

ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

15.1. Физико-химические характеристики природной воды

Источниками водоснабжения для питания котлов являются пруды, реки, озера, используются также грунтовые или артезианские воды, вода из городского или поселкового водопровода. В составе природных вод имеются механические примеси минерального или органического происхождения, растворенные химические вещества и газы, поэтому без предварительной очистки природные воды непригодны для питания котлов.

Воду, используемую в паровых и водогрейных котлах, в зависимости от участка технологической цепи, на котором она используется, называют по-разному. Так, вода, поступающая в котельную или ТЭЦ от возможных источников водоснабжения, называется *сходной*, или *сырой*, водой. Как правило, эта вода требует предварительной химической подготовки перед использованием ее для питания котлов.

Вода, поступающая для питания котлов, называется *питательной*. Вода, подаваемая для восполнения потерь пара или расходов воды в тепловых сетях, называется *подпиточной*. Воду, находящуюся в испарительной системе котла, называют *котловой*.

Пар, получаемый в промышленных котлах, направляют в различные теплоиспользующие устройства, конденсат из которых возвращается неполностью либо он настолько загрязнен, что не может быть непосредственно использован. Кроме того, часть пара и воды при наличии неплотностей теряется. В связи с этим необходимо систематически добавлять в тепловые сети некоторое количество воды извне. В водогрейные котлы также приходится добавлять воду из-за ее утечек в системе теплоснабжения или использования потребителями.

Качество исходной, подпиточной, питательной и котловой воды характеризуется содержанием взвешенных частиц, сухим остатком, общим солесодержанием, жесткостью, щелочностью, содержанием кремниевой кислоты, концентрацией водородных ионов и содержанием коррозионно-активных газов.

К взвешенным веществам относятся механические примеси, удаляемые из воды путем фильтрования; *с о д е р ж а н и е* *в з в е ш е н*

н ы х *ч а с т и ц* вычисляют в миллиграммах на килограмм (мг/кг). Общее солесодержание определяется по величине сухого остатка примесей, получающегося после испарения 1 кг профильтрованной воды и подсушивания этого осадка при температуре 105 °С. Общее солесодержание измеряется также в мг/кг.

Находящиеся в воде соли обладают той или иной степенью растворимости, означающей, что в воде при каждой данной температуре без остатка может растворяться определенная максимальная масса соли, которую выражают в граммах на литр (г/л). Различают хорошо растворимые (более 10 г вещества в 1 л H₂O), малорастворимые (от 0,01 до 10 г/л) и практически не растворимые (менее 0,01 г/л) соли. К хорошо растворимым следует отнести соли щелочных металлов, хлориды (CaCl₂, MgCl₂) и т.д. Растворимость солей зависит от температуры.

Жесткость воды обусловлена присутствием в ней солей кальция и магния. Различают общую Ж_о, карбонатную Ж_к и некарбонатную Ж_{нк} жесткости.

Карбонатная жесткость Ж_к характеризуется содержанием в воде гидрокарбонатов кальция Ca(HCO₃)₂ и гидрокарбонатов магния Mg(HCO₃)₂. Карбонатная жесткость удаляется нагреванием воды, поэтому ее называют также *временной жесткостью*. При нагревании воды гидрокарбонаты Ca(HCO₃)₂ и Mg(HCO₃)₂ постепенно переходят в малорастворимую форму солей — карбонаты CaCO₃ и MgCO₃, выпадающие в виде рыхлых осадков (шлама) и удаляемые при периодической продувке. Уравнения этих реакций следующие:



Количественно карбонатная жесткость равна концентрации ионов Ca²⁺ и Mg²⁺, которая соответствует удвоенной концентрации гидрокарбонат-ионов HCO₃⁻.

Некарбонатная жесткость вызвана наличием в воде всех остальных, помимо гидрокарбонатов, солей кальция и магния (например, хлоридов CaCl₂, MgCl₂, сульфатов CaSO₄, MgSO₄, нитратов Ca(NO₃)₂, Mg(NO₃)₂, различных силикатов и фосфатов кальция и магния и т.д.). Некарбонатная жесткость является неустрашимой, она сохраняется при нагревании и кипячении, поэтому ее называют *постоянной жесткостью*. Соли постоянной жесткости образуют плотные отложения накипи. Количественно некарбонатная жесткость равна концентрации ионов Ca²⁺ и Mg²⁺ за вычетом временной (карбонатной) жесткости. В качестве анионов выбраны (условно) сульфат-ионы SO₄²⁻, хотя в воде могут также находиться, как было отмечено, хлориды, нитраты, различные си-

ликаты и фосфаты кальция и магния. Так как некарбонатную жесткость определяют через содержание CaSO_4 и MgSO_4 , ее называют также сульфатной жесткостью.

Общая жесткость J_0 характеризуется суммарным содержанием в воде всех солей кальция и магния (хлоридов, сульфатов, гидрокарбонатов, нитратов, силикатов), т.е. складывается из карбонатной (временной) и некарбонатной (постоянной) жесткости:

$$J_0 = J_k + J_{нк}.$$

Количественно общую жесткость воды характеризуют через суммарное содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , выраженное в ммоль/кг. По жесткости все природные воды делятся на мягкие (общая жесткость менее 2 ммоль/кг) и жесткие со средней степенью жесткости (2...10 ммоль/кг) и высокой степенью жесткости (более 10 ммоль/кг). Для перевода количества вещества n , моль, в его массу m , кг, используют формулу $nM = m$, где M — молярная масса конкретного вещества, кг/моль. Для рассматриваемых солей жесткость соответствует $M(\text{Ca}) = 40,08$ кг/моль, $M(\text{Mg}) = 24,32$ кг/моль. Так как в химических процессах вещества реагируют и образуются в эквивалентных количествах, то на практике до сих пор широко используется понятие грамм-эквивалента — количество вещества в граммах, численно равное его химическому эквиваленту. Химический эквивалент — безразмерная величина, численно равная для водных растворов солей молярной концентрации ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , приходящейся на вдвое большую молярную концентрацию HCO_3^- . Таким образом, если используют единицу измерения жесткости мг-экв/кг (миллиграмм-эквивалент на 1 кг воды), то она соответствует содержанию в воде 20,04 мг иона Ca^{2+} или 12,16 мг иона Mg^{2+} .

Щелочность характеризуется наличием в воде щелочных соединений (NaOH — едкий натр, Na_2CO_3 — кальцинированная сода, NaHCO_3 — гидрокарбонат натрия, Na_3PO_4 — тринатрий-фосфат и др.).

Общая щелочность $Ш_0$ складывается из суммы $Ш_г$ (гидратная щелочность), $Ш_{гк}$ (гидрокарбонатная), $Ш_к$ (карбонатная), т.е.

$$Ш_0 = Ш_г + Ш_{гк} + Ш_к.$$

Щелочность воды, как и ее кислотность, определяется водородным показателем pH. Вода является очень слабым электролитом, и ее диссоциация происходит по реакции $\text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{OH}^-$. При температуре 25 °C в чистой воде концентрация ионов водорода C_{H^+} равна концентрации гидроксид-ионов C_{OH^-} , и в свою очередь они равны: $\text{C}_{\text{H}^+} = \text{C}_{\text{OH}^-} = 10^{-7}$ моль/л. Такая среда называется нейтральной. Десятичный логарифм концентрации ионов водорода, взятый с обратным знаком, назван водородным показателем pH, т.е. $\text{pH} = -\lg[\text{H}^+]$. Таким образом, для нейтральной среды $\text{pH} = -\lg[10^{-7}] = 7$.

В кислой среде $\text{C}_{\text{H}^+} > \text{C}_{\text{OH}^-}$ и $\text{pH} < 7$, а в щелочной среде $\text{C}_{\text{H}^+} < \text{C}_{\text{OH}^-}$ и $\text{pH} > 7$.

Окисляемость воды характеризуется наличием в ней органических соединений. С достаточной степенью точности ее можно определить также по потере массы сухого остатка, сожженного при 800 °C. Важное значение для характеристики качества воды имеет также наличие кремнийсодержащих ионов. Присутствие растворенных в воде газов O_2 и CO_2 определяет в основном ее коррозионные свойства.

Вода, подготовленная для питания котла, не должна давать отложений шлама и накипи, разъедать внутренние стенки труб поверхностей нагрева, а также вспениваться.

15.2. Влияние качества воды на работу котла

Наличие примесей в питательной воде приводит к явлениям, существенно усложняющим работу котельного агрегата. В первую очередь следует выделить накипобразование, загрязнение пароперегревателей и турбин, внутреннюю коррозию в трубах.

Накипобразование на внутренней поверхности обогреваемых труб относится к наиболее нежелательным явлениям. При появлении накипи толщиной δ_n на внутренней поверхности труб повышается температура стенки $t_{ст}$ на наружной обогреваемой поверхности металла по причине низкой теплопроводности накипи λ_n .

Даже весьма небольшой слой накипи приводит к весьма существенному повышению температуры металла труб и их разрыву из-за потери механической прочности, что считается тяжелой аварией в котлоагрегате.

Растворение веществ в воде приводит к полной или частичной их диссоциации с образованием соответствующих ионов. Питательная вода содержит в основном следующие ионы: катионы Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и анионы OH^- , Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HSiO_3^- . Ион натрия Na^+ легко образуется при растворении в воде многих природных соединений, в их числе соли — хлорид натрия (поваренная соль) NaCl , сульфат натрия (глауберова соль) Na_2SO_4 , карбонат натрия (кальцинированная сода) Na_2CO_3 , гидроксид натрия (каустическая сода, натровый щелок) NaOH и др.

При соприкосновении воды с горячей стенкой трубы в поверхностном слое вследствие испарения воды достигается состояние насыщения, и избыток вещества выпадает из раствора в осадок, образуя на стенке трубы твердые и плотные отложения — накипь. Очень твердую накипь дают силикаты CaSiO_3 и сульфаты CaSO_4 кальция.

Внутренние загрязнения на трубах пароперегревателей и лопатках турбин появляются при выносе солей из барабана котла с час-

тичками влаги и вследствие растворимости некоторых солей в паре. Особая роль в загрязнении пароперегревателя и турбин принадлежит кремнекислотам (их общая формула $m\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$). С увеличением давления растворимость в паре кремнекислот возрастает. Поэтому с повышением давления пара более 10 МПа значительно возрастают требования к чистоте воды и пара по их содержанию, например по содержанию ортокремниевой кислоты H_4SiO_4 , молекулы которой образуют цепи, давая сначала вязкий осадок в виде геля (со временем формируется пористое вещество — силикагель).

В барабанах котлов и экранных трубах наблюдается щелочная коррозия, определяемая концентрацией щелочи NaOH , достигающей опасных значений при выпаривании котловой воды. Особенно активно коррозия протекает под слоем непрочных отложений (накипи и шлама).

Распространенным видом коррозии является кислородная коррозия. Свободный кислород, содержащийся в воде, электрохимически взаимодействует с металлом и вызывает его разрушение. Наиболее подвержены кислородной коррозии внутренние поверхности труб экономайзеров.

15.3. Нормы качества питательной, сетевой, подпиточной котловой воды и пара

Водно-химический режим работы котла должен обеспечивать надежность всей системы, включая питательный тракт, без повреждения элементов из-за отложений накипи и шлама, повышения относительной щелочности (т. е. доли свободного едкого натра NaOH в общем солевом составе котловой воды) до опасных пределов или коррозии металла.

Все паровые котлы с естественной и многократной принудительной циркуляцией паропроизводительностью 0,7 т/ч и более, все паровые прямоточные котлы, а также все водогрейные котлы должны быть оборудованы установками для докотловой обработки воды. Выбор способа обработки воды для питания котлов осуществляет проектная организация.

На основании теплотехнических испытаний котлов и длительного опыта их эксплуатации установлены нормы качества питательной воды для водотрубных котлов с естественной циркуляцией (табл. 15.1), сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов (табл. 15.2).

Качество подпиточной и сетевой воды водогрейных котлов должно удовлетворять требованиям, указанным в табл. 15.2.

Нормы качества котловой воды, необходимый режим ее коррекционной обработки, режимы непрерывной и периодической продувок принимаются на основании инструкции предприятия —

Таблица 15.1

Нормы качества питательной воды водотрубных промышленных паровых котлов

Показатель	Рабочее давление, МПа				
	0,9	1,4	2,4	4,0	10
Прозрачность по шрифту, см, не менее	30	40	40	40	—
Общая жесткость, мкг-экв/кг	$\frac{30}{40}$	$\frac{15}{20}$	$\frac{10}{15}$	$\frac{5}{10}$	$\frac{1}{3}$
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	Не нормируется	300/Не нормируется	$\frac{100}{200}$	$\frac{5}{100}$	$\frac{20}{30}$
Содержание соединений меди (в пересчете на Cu), мкг/кг	Не нормируется			10/Не нормируется	$\frac{5}{5}$
Содержание растворенного кислорода (для котлов с паропроизводительностью 2 т/ч и более), мкг/кг	$\frac{50}{100}$	$\frac{30}{50}$	$\frac{20}{50}$	$\frac{20}{50}$	$\frac{10}{10}$
Значение pH при 25 °С	8,5...10,5				9,1±0,1
Содержание нефтепродуктов, мг/кг	5	3	3	0,5	0,3

Примечание. В числителе указаны значения для котлов, работающих на жидком топливе, в знаменателе — на других видах топлива.

Таблица 15.2

Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов

Показатель	Система теплоснабжения					
	открытая			закрытая		
	Температура сетевой воды, °С					
	115	150	200	115	150	200
Прозрачность по шрифту, см, не менее	40	40	40	30	30	30
Карбонатная жесткость, мкг-экв/кг, при рН не более 8,5	$\frac{800}{700}$	$\frac{750}{600}$	$\frac{375}{300}$	$\frac{800}{700}$	$\frac{750}{600}$	$\frac{375}{300}$

Показатель	Система теплоснабжения					
	открытая			закрытая		
	Температура сетевой воды, °C					
	115	150	200	115	150	200
Карбонатная жесткость, мкг-экв/кг, при pH более 8,5	Не допускается			По расчету ОСТ 108.030.47—81		
Содержание растворенного кислорода, мкг/кг	50	30	20	50	30	20
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	$\frac{300}{—}$	$\frac{200}{250}$	$\frac{250}{200}$	$\frac{600}{500}$	$\frac{500}{400}$	$\frac{375}{300}$
Значение pH при 25 °C	7...8,5			7...11		
Содержание нефтепродуктов, мг/кг	1,0					

Примечание. В числителе указаны значения для котлов, работающих на твердом топливе, в знаменателе — на жидком и газообразном топливе.

изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима и других ведомственных нормативных документов или на основании результатов теплотехнических испытаний.

Качество пара зависит от его влажности и концентрации загрязняющих котловую воду веществ. Насыщенный пар должен от-

Таблица 15.3

Предельные значения содержания примесей в насыщенном паре котлов с естественной циркуляцией

Показатель	Давление в котле, МПа				
	промышленном			энергетическом	
				ТЭЦ	КЭС
	1,4	2,4	4,0	4,0	4,0
Солесодержание (в пересчете на NaCl), мкг/кг	1000	500	300	300	200
Содержание свободной углекислоты, мкг/кг	20	20	20	20	10
Содержание свободного аммиака, не связанного углекислотой	Не допускается				

вечать нормам, приведенным в табл. 15.3. В паре ограничивается содержание растворимых соединений натрия, а также свободной углекислоты H_2CO_3 , которая легко распадается на CO_2 и H_2O .

15.4. Удаление механических примесей и коллоидных веществ из воды

В природной воде наряду с растворенными могут находиться минеральные и органические примеси, значительно различающиеся по крупности частиц. Для удаления веществ, находящихся во взвешенном состоянии, используют методы отстаивания, фильтрования, коагуляции. Отстаивание проводят в отстойниках, длительность процесса зависит от плотности частиц, их размера и формы. Объем отстойника обычно соответствует полуторной или удвоенной часовой производительности. Скорость осаждения мелких частиц невелика, и поэтому воду после отстаивания подвергают дальнейшему осветлению — фильтрованию.

Фильтрование заключается в пропускании воды через слой мелкозернистого материала (кварцевого песка, мрамора, доломита, антрацита) с размером частиц 0,6...1 мм, которым заполняют закрытые напорные фильтры.

Значительно быстрее и полнее процессы отстаивания и фильтрования протекают при коагуляции, сущность которой заключается в укрупнении наиболее мелких коллоидных частиц и выделении их наряду со взвесями в осадок при добавлении к воде специальных реагентов-коагулянтов.

Наиболее эффективными коагулянтами являются соли алюминия и железа — сульфат алюминия $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, сульфат железа $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ и хлорное железо $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$.

Доза коагулянта составляет, например, для сульфата алюминия 30...150 г коагулянта на 1 м³ воды. Коагуляция протекает наиболее полно при температуре воды 35...40 °С. В результате коагуляции содержание органических веществ в воде может быть снижено на 60...80 %, а кремниевой кислоты — на 25...40 %.

Осветлительный фильтр представляет собой цилиндрический металлический резервуар с эллиптическими днищами, в котором на дренажном расширительном устройстве располагается слой фильтрующего материала. Вода после предварительного отстаивания и коагуляции или непосредственно в смеси с коагулянтом поступает в верхнюю часть фильтра через дырчатое распределительное устройство. Просачиваясь со скоростью 12...15 м/ч через фильтрующий материал с высотой слоя 800...1200 мм, вода оставляет на его наружной поверхности и поверхности фильтра в толще взвешенные вещества и хлопья коагулянта, осветляется, после чего через дренажную систему она отводится в бак. В процессе фильтра-

ции (обычно в течение 5...6 ч) фильтрующий материал загрязняется осадком, т.е. требуется его периодическая очистка. Фильтрацию через загрязненный фильтр приостанавливают и промывают его потоком чистой отфильтрованной воды, направленным снизу вверх. Для улучшения качества промывки фильтрующего материала его «взрыхляют» сжатым воздухом, подаваемым снизу под фильтрующий материал. Осветлительный фильтр имеет два люка для загрузки фильтрующего материала, осмотра и ремонта фильтра.

15.5. Методы умягчения воды

Умягчение воды проводят методом осаждения и методом ионного обмена. Метод осаждения заключается в том, что присутствующие в обрабатываемой воде в растворенном состоянии накипеобразующие катионы (Ca^{2+} , Mg^{2+}) в результате химического взаимодействия их с вводимыми в воду реагентами (известь, сода и т.д.) или в результате термического их разложения образуют новые соединения, малорастворимые в воде и поэтому выделяющиеся из нее в твердом состоянии. Образованные таким путем вещества удаляют затем из воды в процессе отстаивания и фильтрования. При умягчении воды методом, получившим название «содово-известковый», не удается получить достаточно глубокого умягчения воды, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получил метод ионного обмена.

Обработка воды методом ионного обмена осуществляется в фильтрах через слой зернистого материала — ионита. В процессе фильтрования ионы солей, содержащихся в воде, заменяются ионами, которыми насыщен ионит. В качестве обменных ионов в практике водоподготовки применяются катионы натрия Na^+ , водорода H^+ , аммония NH_4^+ , а также гидроксильные OH^- и хлоридные Cl^- анионы.

Если зернистый материал ионита содержит катионы, он называется катионитом, а фильтрация воды через слой катионита — катионирование воды. При содержании в зернистом фильтрующем материале анионов его называют анионитом, а обработку воды — анионированием.

В зависимости от вида обменного катиона различают Na-катионирование и H-катионирование.

При Na-катионитовом умягчении воды в результате реакций ионного обмена соли жесткости удаляются из воды, и в умягченную воду переходят соли натрия, обладающие высокой растворимостью.

В качестве катионита на установках умягчения воды в настоящее время используются относительно дешевые сульфированные угли (сульфоугли) и более дорогие синтетические смолы. Сульфо-

уголь получают при обработке бурого или каменного угля высококонцентрированной серной кислотой. Широкое распространение получил катионит КУ-2 на основе полистирольного синтетического материала.

Так, полная обменная способность сульфоугля составляет 500...600 г-экв/м³, а катионита КУ-2 — 1500...1700 г-экв/м³. Обычно рабочий цикл умягчения в катионитном фильтре продолжают до момента «проскока» в фильтрат солей жесткости, затем фильтрацию приостанавливают с целью регенерации фильтра.

Катионитный фильтр (рис. 15.1) состоит из цилиндрического корпуса 3 со сферическими днищами. Загрузку катионита в фильтр ведут через верхний люк 4, а выгрузку — через нижний 5. Высота слоя катионита в зависимости от жесткости исходной воды может достигать 3...4 м. На бетонной подушке 7 устанавливается дренажное устройство 6, предназначенное для равномерного распределения воды, проходящей по всему сечению фильтра. Оно состоит из коллекторов и системы труб, к которым приварены патрубки с резьбой. На них навинчиваются пластмассовые либо фарфоровые колпачки с отверстиями или щелями. Для равномерного распределения по поверхности катионита вода подается в фильтр через воронку 1, обращенную широким концом вверх. Регенерирующий раствор поступает в фильтр через кольцевую трубу 2, в которой имеется множество мелких отверстий.

Для регенерации фильтра предполагается выполнение следующих операций: взрыхление катионита, собственно регенерация и отмывка катионита.

Взрыхление проводят током воды снизу вверх с целью устранения спрессованности катионита, образовавшейся под давлением массы воды при ее фильтровании. Непосредственно регенерация заключается в пропуске сверху вниз регенерирующего раствора через слой катионита. При Na-катионировании регенерацию проводят 8...10%-ным раствором поваренной соли NaCl . Ионы Na^+ , содержащиеся

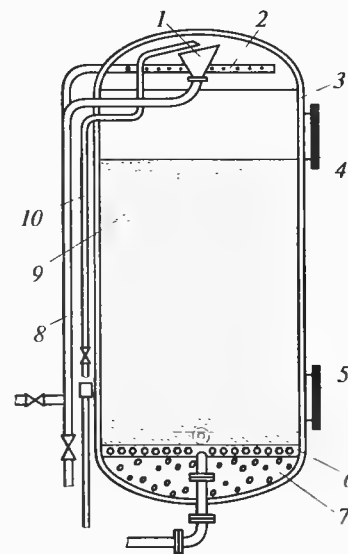


Рис. 15.1. Катионитный фильтр:

1 — воронка; 2 — кольцевая дырчатая труба; 3 — корпус; 4 — верхний люк; 5 — нижний люк; 6 — дренажное устройство; 7 — бетонная подушка; 8 — трубопровод для подачи воды на умягчение или раствора соли на регенерацию; 9 — катионит; 10 — трубка для отбора проб

в регенерирующем растворе, вытесняют ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые были задержаны в процессе фильтрования. Вытесненные ионы переходят в раствор, а катионит, обогащаясь катионами Na^+ , восстанавливает свою обменную способность.

Отмывка катионита заключается в том, что током воды сверху вниз катионит очищается от избытка регенерирующего раствора и от продуктов регенерации, вытесняемых из катионита.

Регенерацию катионитных фильтров в зависимости от качества воды проводят 1—3 раза в сутки. Во время регенерации, которая занимает около 2 ч, воду пропускают через резервный фильтр.

Чистое Na-катионирование применяют только при умягчении воды с небольшой карбонатной жесткостью. Для умягчения воды с большой карбонатной жесткостью применяют совместное Na-H-катионирование.

После Na-катионирования получают щелочной фильтрат, а после H-катионирования — кислотный. Если смешать оба фильтрата в определенной пропорции, можно получить практически полностью умягченную воду с заданной величиной щелочности.

Устройство H-катионитного фильтра аналогично устройству Na-катионитного за исключением защитного антикоррозионного слоя, которым покрыта внутренняя поверхность H-катионитного фильтра. Регенерация H-катионитного фильтра осуществляется 1,5...2,0%-ным раствором серной кислоты.

Обработка воды в ряде случаев требует применения многих технологических процессов. Характер этих процессов и их последовательность могут изменяться в зависимости от качества исходной воды, требований к качеству обработанной воды, наличия и доступности специального оборудования и реагентов и т.д.

Наиболее простой и дешевой является водоподготовительная установка Na-катионирования, состоящая из катионитных фильтров и реагентного хозяйства. На рис. 15.2, *a* приведена установка с Na-катионитным фильтром. Обрабатываемая на ней вода не должна содержать грубодисперсных и коллоидных загрязнений, а также гидроксида железа. Этим условиям удовлетворяют многие артезианские воды, а также вода из сети питьевого водоснабжения. Схема на рис. 15.2, *б* с предварительно включенным механическим фильтром допускает обработку вод, содержащих взвешенные вещества до 80...100 мг/кг, а также артезианских вод, загрязненных (более 5 мг/кг) железом. Ее целесообразно применять для обработки поверхностных вод, которые периодически загрязняются грубодисперсными веществами и хорошо удаляются осветлительными механическими фильтрами.

Схема на рис. 15.2, *в* более универсальна, так как перед осветлительным механическим фильтром имеется насос-дозатор, который подает раствор коагулянта из расходного бачка. Выпадающая взвесь задерживается осветлительными фильтрами.

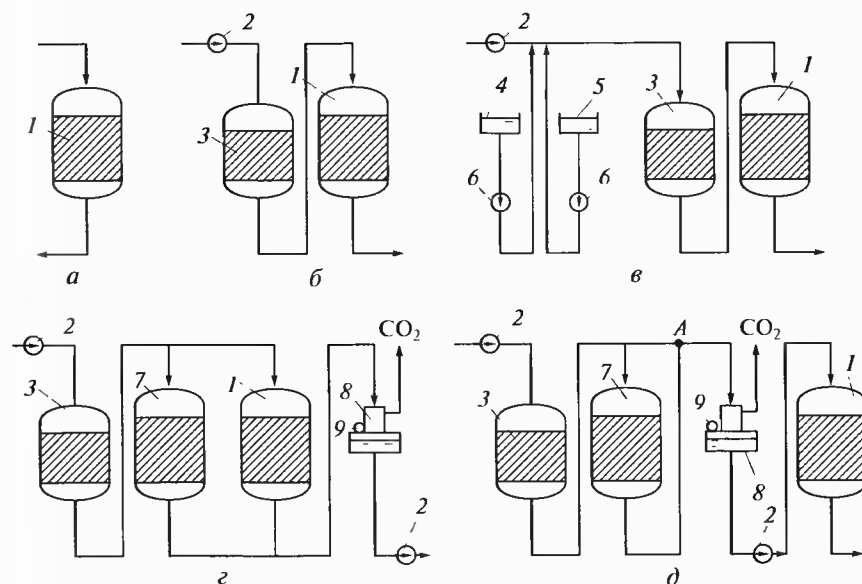


Рис. 15.2. Схемы водоподготовительных установок:

a — с Na-катионитным фильтром; *б* — с предвключенным механическим фильтром; *в* — с предвключенным механическим фильтром и насосом-дозатором; *г* — с параллельно включенными Na- и H-катионитными фильтрами; *д* — с последовательно включенными H- и Na-катионитными фильтрами; 1 — Na-катионитный фильтр; 2 — насос; 3 — механический фильтр; 4 — раствор коагулянта; 5 — раствор щелочи; 6 — насос-дозатор; 7 — H-катионитный фильтр; 8 — декарбонизатор; 9 — вентилятор; A — точка смешения кислой воды с исходной водой

Основным недостатком рассмотренных ранее схем является то, что они не способны уменьшить щелочность исходной воды, которая может превышать требуемую величину.

В схемах параллельного и последовательного совместного H-Na-катионирования щелочность воды может быть снижена до приемлемого значения.

В схеме на рис. 15.2, *г* обрабатываемая вода, пройдя осветлительные фильтры, направляется двумя параллельными потоками на водородные и натриевые катионитные фильтры. После фильтров кислая вода смешивается с щелочной Na-катионированной с целью нейтрализации свободных кислот.

Для удаления образующейся CO_2 воду после фильтров направляют в декарбонизатор, который содержит внутри специальную насадку, состоящую из керамических колец. Навстречу движению воды, стекающей по насадке в виде пленок или капель, вентилятором подается воздух, с которым и удаляется CO_2 ; расход подаваемого воздуха 20...40 м³/м³ обрабатываемой воды. Остаточная концентрация CO_2 в воде после декарбонизатора составляет 2...6 мг/кг.

Схема параллельного H-, Na-катионирования обычно применяется для слабоминерализованных вод. После обработки получают умягченную воду с минимальной щелочностью 0,5...0,6 мг-экв/кг.

Для сильно минерализованных вод более целесообразна схема последовательного H-, Na-катионирования (см. рис. 15.2, д).

После осветлительных фильтров осветленная вода поступает на H-катионитные фильтры. Кислая вода после H-катионитного фильтра нейтрализуется щелочностью исходной воды (смешивание проводят в точке А на схеме), после чего смесь поступает в декарбонизатор. Дегазированная вода второй группой насосов направляется в Na-катионитные фильтры для окончательного умягчения. Жесткость H-Na-катионированной воды составляет 10...15 мг-экв/кг.

15.6. Обессоливание воды

Под обессоливанием воды понимают удаление из нее катионов и анионов растворенных веществ. Обессоливание воды по методу ионного обмена связано с использованием процесса анионирования наряду с рассмотренным ранее катионированием. Аниониты представляют собой искусственно приготовленные материалы. Они делятся на слабоосновные и сильноосновные. Слабоосновные аниониты способны к поглощению анионов только сильных кислот (SO_4^{2-} , Cl^- , NO_3^-); анионы слабых кислот (HSiO_3^- , HCO_3^-) ими практически не задерживаются. Сильноосновные аниониты могут извлекать из водных растворов анионы сильных и слабых кислот.

При ионно-обменном способе обессоливания обрабатываемая вода проходит ряд ступеней очистки, каждая из которых предназначена для выполнения определенной функции. Число ступеней зависит от степени обессоливания воды. Анионирование может осуществляться при разных значениях pH обрабатываемой воды. Однако наиболее эффективно оно происходит в кислой среде, когда в воде присутствуют ионы водорода. Поэтому для достижения глубокого удаления анионов обрабатываемую воду обычно фильтруют через H-катионит, а затем через анионит.

Регенерация анионитовых фильтров проводится фильтрованием через слой анионита раствора щелочи NaOH.

На рис. 15.3 приведены две схемы с частичным (а) и глубоким (б) обессоливанием: первая находит применение на электростанциях, оборудованных барабанными котлами высокого (10, 14 МПа) давления, вторая является основной для современных блочных электростанций с прямоточными котельными агрегатами сверхкритического давления. В схеме частичного обессоливания (см. рис. 15.3, а) вода поступает в механический фильтр М, затем на катионитные (водородные) фильтры первой H_1 и второй H_2 ступеней для удаления катионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , NH_4^+ и др.),

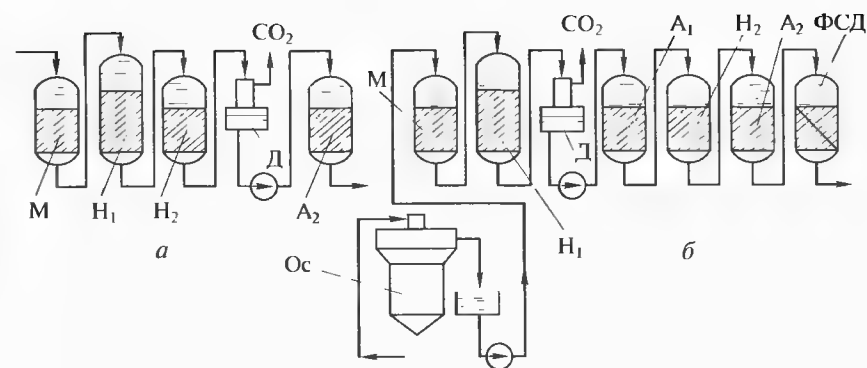


Рис. 15.3. Установки с частичным (а) и полным (б) обессоливанием:

М, H_1 , H_2 — механический, водородный первой и второй ступеней фильтры; Д — декарбонизатор; A_1 , A_2 — анионитные фильтры первый и второй; CO_2 — удаление газа (диоксида углерода); ФСД — фильтр смешанного действия; Ос — осветлитель

после которых воду направляют в декарбонизатор Д. Из декарбонизатора вода поступает в анионитный фильтр A_2 , заряженный сильноосновным анионитом.

В фильтры H_1 большей частью загружают сульфуголь СК-1, а в фильтры H_2 — катионит КУ-2. Анионитные фильтры A_1 заполняют слабоосновным анионитом АВ-31, а A_2 — анионитом АВ-17.

В схеме с полным обессоливанием (см. рис. 15.3, б) вода поступает в осветлитель Ос, из которого далее направляется в сборный бак. Из бака воду насосом подают в механический фильтр М, а затем в H_1 -катионитный фильтр и декарбонизатор Д.

Из декарбонизатора насосом воду подают в последовательно расположенные слабоосновный анионитный фильтр A_1 , H_2 -катионитный фильтр и сильноосновный анионитный фильтр A_2 . В данной схеме предусмотрена третья ступень очистки в фильтре смешанного действия ФСД, заменяющего соответственно H_3 -катионитный и A_3 -анионитный фильтры.

15.7. Современные способы очистки воды

Основная задача исследований в области систем химической водоподготовки сводится к поиску новых перспективных методов и схем подготовки воды, внедрение которых позволит резко сократить расходы потребляемых на очистку воды реагентов и объемы сбросов воды в окружающую среду.

К числу наиболее разработанных относятся методы электролиза и обратного осмоса. Электролиз — ионообменный процесс, отличающийся тем, что ионный слой заменен ионитными

мембранами, получаемыми полимеризацией смеси реагентов. Для повышения механической прочности мембраны обычно формируют на металлических сетках. Этот метод широко используют для очистки пресных вод под действием постоянного электрического тока с помощью специальных мембран (пористых пленок), обладающих способностью пропускать соответственно только катионы или анионы. Установка состоит из ряда камер, разделенных чередующимися катионопроницаемыми и анионопроницаемыми мембранами. Под действием электрического тока ионы растворенных в воде веществ устремляются к соответствующим электродам. Ионитные мембраны в присутствии воды ионизируются и приобретают соответствующие заряды: отрицательные — в катионитных и положительные — в анионитных мембранах.

На рис. 15.4 показана принципиальная схема многокамерного электродиализатора. Демонстрируется процесс обессоливания воды, содержащей растворенную соль NaCl . Под действием электрического поля положительно заряженные ионы Na^+ движутся к отрицательному электроду-катоде. Встретив на своем пути катионопроницаемую мембрану, они проходят через нее в соседнюю камеру. Если же на их пути оказывается анионопроницаемая мембрана, то ион Na^+ не сможет пройти в соседнюю камеру и остается в той же камере. Аналогично ведут себя и отрицательно заряженные ионы Cl^- . Таким образом, в четных камерах (на данном рисунке счет камер нужно вести слева направо) вода обессоливается, а в смежных нечетных происходит накопление солей, т.е. получается рассол.

Появление и развитие обратного осмотического обессоливания воды было связано с изучением работы живой клетки. Процесс осмоса определяет, например, всасывание и подъем деревьями жидкости из почвы и многие другие явления природы. Осмос — односторонний перенос растворителя через полупроницаемую перегородку (мембрану), отделяющую раствор от раствора меньшей концентрации либо от чистого растворителя.

Здесь следует отметить, что по размеру молекула воды меньше многих других молекул растворенных веществ. Чтобы прекратить процесс самопроизвольного перехода молекул воды в раствор, необходимо приложить определенное избыточное внешнее давление со стороны раствора, которое называется осмотическим давлением.

Обратный осмос — это метод разделения растворов, заключающийся в том, что раствор под давлением подается на полупроницаемую мембрану, пропускающую растворитель и задерживающий полностью или частично молекулы или ионы растворенного вещества. Способ этот настолько эффективен, что позволяет очистить воду практически от всех примесей на 96... 100 %. Основным элементом аппаратов обратного осмоса являются пористые мемб-

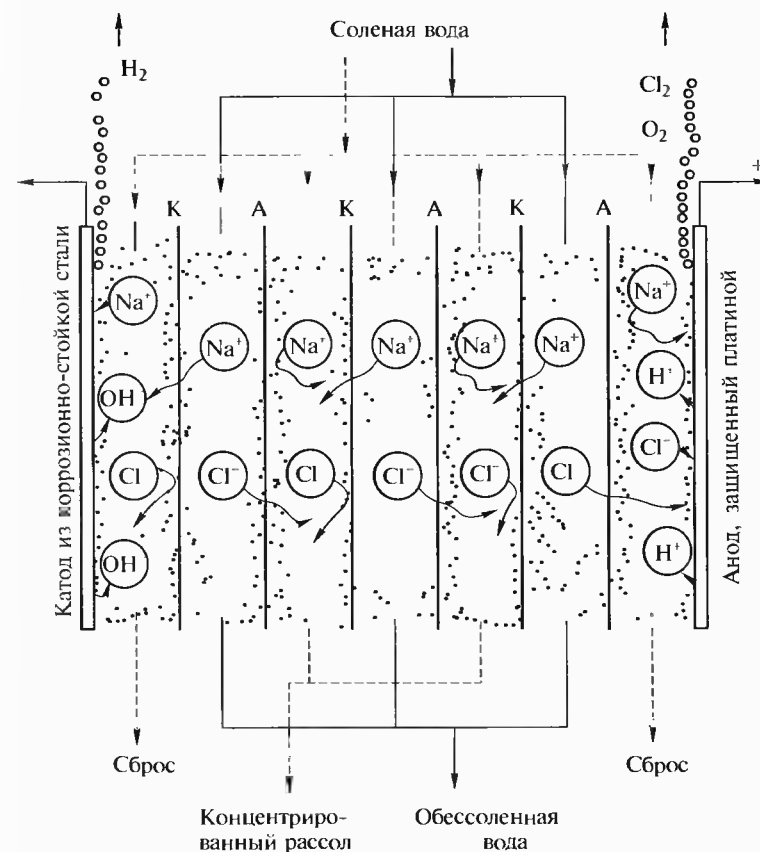


Рис. 15.4. Принципиальная схема многокамерного электродиализатора: К, А — катод и анод; H_2 , O_2 , Cl_2 — удаляемые газы; Na^+ , H^+ , Cl^- , OH^- — ионы в растворе

браны, имеющие тонкий поверхностный слой (до 25 мкм) и микропористую подложку толщиной 100... 250 мкм для создания прочности мембраны. В настоящее время в промышленности работают обратноосмотические станции производительностью от единиц до сотен тонн воды в час.

15.8. Деаэрация воды. Атмосферные и вакуумные деаэраторы

Деаэрацией называется процесс удаления из воды растворенных в ней газов. Кислород и диоксид углерода (углекислый газ), растворенные в воде, вызывают коррозию питательных трубопро-

водов, поверхностей нагрева, арматуры, вследствие чего оборудование выходит из строя. Известны несколько способов деаэрации воды: термический, химический, электромагнитный, высокочастотный и ультразвуковой. Наибольшее распространение в паровых и водогрейных котельных получил термический способ. Растворение в воде газов уменьшается с повышением температуры и совершенно прекращается при достижении температуры кипения, когда растворенные газы полностью удаляются из воды.

Существуют несколько типов термических деаэраторов, но в паровых котельных применяются в основном смешивающие деаэраторы атмосферного типа низкого избыточного давления в пределах 0,02...0,025 МПа (0,2...0,25 кгс/см²). В котельных с водогрейными котлами, где нет пара, используются вакуумные деаэраторы с водоструйными эжекторами, которые работают при вакууме 0,06...0,093 МПа (0,6...0,93 кгс/см²) и вырабатывают деаэрированную воду с температурой 40...75 °С.

Атмосферный деаэратор смешивающего типа (рис. 15.5) состоит из горизонтального цилиндрического бака 16 и вертикальной цилиндрической колонки 10 диаметром 1...2 и высотой 1,5...2 м. После умягчения вода насосами подается по трубопроводу в верхнюю часть деаэраторной колонки на распределительную тарелку 9, с которой отдельными равномерными струйками она распределяется по всему сечению деаэраторной колонки и стекает вниз последовательно через ряд расположенных одна под другой промежуточных тарелок 6 и 7 с мелкими отверстиями. Пар для подогрева воды вводится в деаэратор по трубе 12 через парораспределитель 11 снизу под водяную завесу, образующуюся при стекании воды с тарелки на тарелку, и, расходясь по всему сечению колонки, поднимается вверх навстречу питательной воде, нагревая ее до температуры кипения 104...106 °С. При этой температуре воздух выделяется из воды и вместе с остатком несконденсировавшегося пара уходит через вестовую трубу 8, расположенную в верхней части деаэрационной головки, непосредственно в атмосферу или в охладитель пара 2. Освобожденная от газов и подогретая вода выливается в бак 16 деаэратора, откуда подается для питания котлов.

Во избежание значительного повышения давления в деаэраторе в нем устанавливают два предохранительных клапана (либо гидрозатвора), а также гидравлический затвор 14 на случай образования в нем разрежения. Гидравлический затвор имеет высоту 3,5...4 м. Вода в него подается по трубопроводу 13, а сброс избытка воды производится по трубопроводу 15.

Деаэратор снабжен водоуказательным стеклом 18 с тремя кранами — паровым, водяным и продувочным, регулятором 1 уровня воды в баке, регулятором давления и необходимой измерительной аппаратурой. Для надежной работы питательных насосов деаэратор устанавливают на высоте не менее 7 м над питательным насосом.

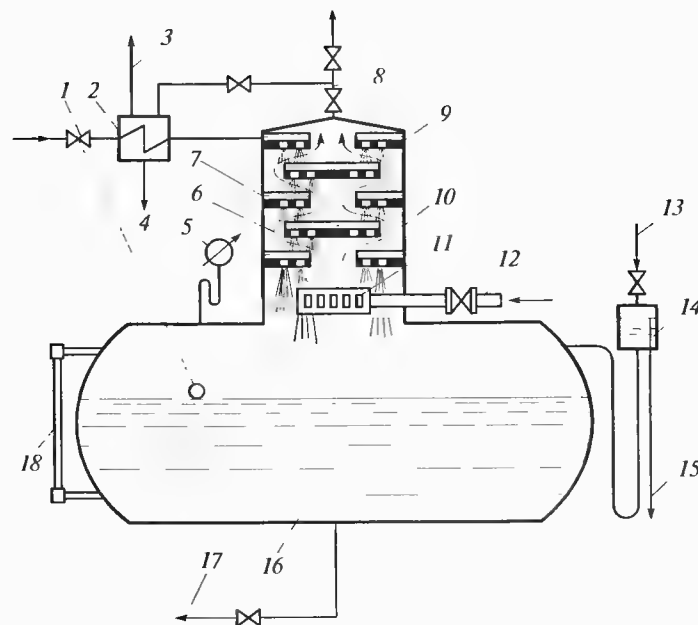


Рис. 15.5. Атмосферный деаэратор смешивающего типа:

1 — автоматический регулятор уровня химически очищенной воды в баке; 2 — охладитель пара; 3 — выпуск пара в атмосферу; 4 — спуск воды в дренажный бак; 5 — манометр; 6, 7, 9 — тарелки; 8, 12 — трубы; 10 — деаэраторная колонка; 11 — парораспределитель; 13 — трубопровод для выпуска воды в гидравлический затвор; 14 — гидравлический затвор; 15 — трубопровод для выпуска избытка воды из гидравлического затвора; 16 — бак (аккумулятор); 17 — выпуск питательной воды из бака; 18 — водоуказательное стекло

Вакуумный деаэратор, как и атмосферный, состоит из колонки 1 (рис. 15.6) и бака 2 деаэрированной воды. Вакуум в деаэраторе создается водоструйным эжектором 7, присоединенным к верхней части деаэраторной колонки. Для облегчения работы эжектора перед ним устанавливают охладитель 9 выпара, так как водоструйный эжектор работает лучше, если температура выпара ниже.

Вода через эжектор перекачивается насосом 5, создает разрежение, за счет которого из деаэратора отсасывается выпар и, смешиваясь с водой, поступает в бак-газоотделитель 6. Там вода опускается вниз, а выпар остается наверху и затем удаляется в атмосферу. Вода после умягчения проходит через водоподогреватель 4 и после подогрева до 75...80 °С подается в колонку 1 деаэратора, где закипает при давлении ниже атмосферного, освобождаясь от растворенных газов (O₂, CO₂). Далее вода стекает в бак-аккумулятор 2, из которого питательная вода подпиточным насосом подается на подпитку теплотсети.

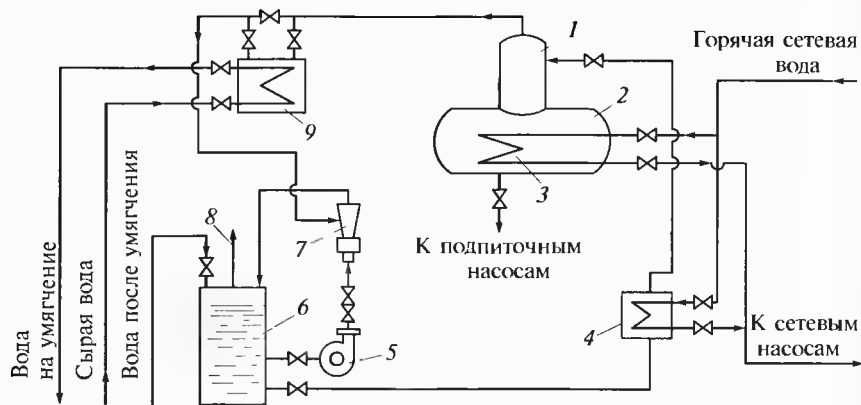


Рис. 15.6. Схема вакуумной деаэрационной установки:

1 — колонка деаэратора; 2 — бак-аккумулятор; 3 — змеевик; 4 — водоподогреватель; 5 — насос; 6 — бак-газоотделитель; 7 — эжектор; 8 — трубопровод выброса пара; 9 — охладитель выпара

Питательная вода, собирающаяся в баке, должна быть нагрета до температуры кипения, для чего в баке размещен змеевик, подогреваемый горячей водой из водогрейных котлов. Вакуумные деаэраторы, работающие при давлении 0,3 абс. атм. (вакуум 0,07 МПа), обеспечивают температуру кипения воды 68,9 °С.

15.9. Водно-химический режим и продувка парового котла

В барабанных котлах с естественной и многократной принудительной циркуляцией для исключения возможности образования накипи необходимо, чтобы концентрация солей в котловой воде была ниже критической, при которой начинается их выпадение из раствора. Для поддержания требуемой концентрации солей из котла с продувкой выводится некоторая часть воды и вместе с ней удаляются соли в таком количестве, в котором они поступают с питательной водой. В результате продувки количество солей, содержащихся в котловой воде, стабилизируется на допустимом уровне, исключая их выпадение из раствора. Различают два вида продувок: непрерывную и периодическую. Непрерывная продувка обеспечивает равномерное удаление из котла накопившихся растворенных солей и осуществляется из места наибольшей их концентрации в верхнем барабане. Периодическая продувка применяется для удаления шлама, осевшего в элементах котла, и проводится из нижних барабанов и коллекторов через каждые 12...16 ч.

Схема непрерывной продувки котлов показана на рис. 15.7. Вода непрерывной продувки подается в расширитель, где поддерживается давление, меньшее, чем в котле. В результате часть продувочной воды испаряется, и образовавшийся пар поступает в деаэратор. Оставшаяся в расширителе вода направляется в теплообменник и после охлаждения сливается в дренажную систему.

Непрерывная продувка устанавливается по допустимой концентрации в воде котла растворимых примесей, чаще всего по общему солесодержанию. Относительно паропроизводительности котла доля непрерывной продувки p составляет, %:

$$p = \frac{D_{пр}}{D} 100,$$

где $D_{пр}$ и D — соответственно расходы продувочной воды и номинальная паропроизводительность котла, кг/ч.

Расход питательной воды $D_{п.в}$ при наличии непрерывной продувки устанавливается из уравнения солевого баланса котла

$$D_{п.в} S_{п.в} = D S_{п} + D_{пр} S_{пр},$$

где $S_{п.в}$, $S_{п}$, $S_{пр}$ — соответственно солесодержание питательной воды, пара, продувочной воды, мг/кг.

Поскольку солесодержание пара значительно меньше солесодержания питательной и продувочной воды членом $D S_{п}$ пренебрегают и для определения доли непрерывной продувки p , %, используют формулу

$$p = \frac{S_{п.в}}{S_{пр} - S_{п.в}} 100.$$

Применение непрерывной продувки, являющейся основным средством поддержания требуемого качества воды барабанного котла, связано с увеличением расхода питательной воды и тепловыми потерями.

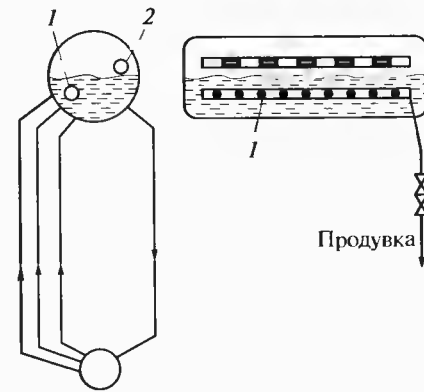


Рис. 15.7. Схема непрерывной продувки котла при одноступенчатой системе испарения:

1 — труба с отверстиями по длине для отвода продувочной воды; 2 — труба для подвода питательной воды; стрелками вверх показан ход воды в подъемных трубах, а стрелками вниз — в опускающих

По Правилам технической эксплуатации непрерывная продувка должна составлять не более 0,5 % при питании котла смесью конденсата и обессоленной воды или дистиллята, не более 3 % при добавке к конденсату химически очищенной воды и не более 5 %, если потери пара, отбираемого на производство, превышают 40 %.

При указанных нормах продувки и частичном использовании теплоты продувочной воды потери теплоты с продувкой составляют 0,1 ... 0,5 % теплоты топлива.

15.10. Ступенчатое испарение воды

Уменьшение потерь теплоты и потерь воды с продувкой достигается при ступенчатом испарении — методе, предложенном проф. Э. И. Роммом. Суть ступенчатого испарения заключается в том, что испарительная система котла разделяется на несколько частей, каждая из которых подключается к своему отсеку барабана (рис. 15.8). Отсеки соединены по пару и разделены по воде. Питательная вода подается в первый (чистый) отсек. Питание второго (солевого) отсека осуществляется котловой водой, поступающей из первого отсека, т.е. во второй отсек поступает продувочная вода первого отсека. Существуют схемы с большим числом ступеней испарения,

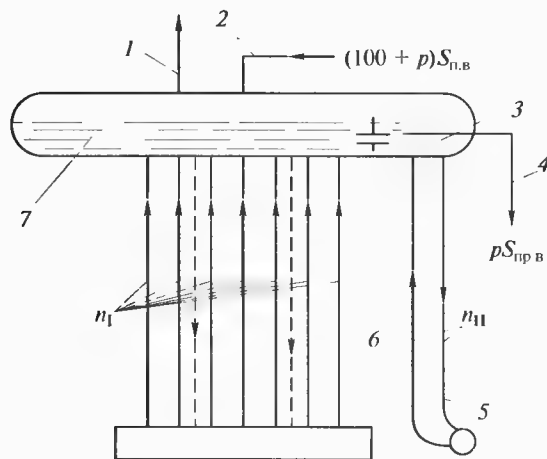


Рис. 15.8. Схема продувки котла при ступенчатой системе испарения:

1 — отвод пара; 2 — подвод питательной воды; 3 — солевой отсек; 4 — продувка солевого отсека; 5 — испарительные поверхности, включенные в солевой отсек; 6 — испарительные поверхности, включенные в чистый отсек; 7 — чистый отсек; n_I — паропроизводительность, %, поверхностей нагрева, включенных в чистый отсек; n_{II} — то же для солевого отсека, %; p — расход воды на продувку, %; $S_{п.в.}$ — солесодержание питательной и продувочной воды

в которых продувочная вода второго отсека направляется в третий отсек и т.д. Непрерывная продувка котла ведется из последнего отсека (второго при двухступенчатом испарении, третьего — при трехступенчатом). Концентрация солей в отсеке, откуда осуществляется непрерывная продувка, является наибольшей, поэтому для вывода солей из котла требуется меньший процент продувки.

Системы ступенчатого испарения и продувки обычно выполняют из двух или трех отсеков. При двухступенчатом испарении система делится на две неравные части — чистый отсек, куда подается вся питательная вода и где вырабатывается 75...85 % пара, и солевой отсек, где вырабатывается 25...15 % пара. При трехступенчатом испарении последняя, третья, ступень выполняется в виде выносного циклона, и производительность этой ступени составляет обычно 5...10 %.

15.11. Сепарация и промывка пара

В насыщенном водяном паре барабанных котлов могут находиться различные примеси: газы N_2 , NH_3 , CO_2 , H_2 , соли и кислоты минеральных и органических веществ, оксиды металлов. Загрязняющие примеси поступают в основном из питательной воды. Минеральные примеси могут отлагаться в трубах пароперегревателя, в арматуре трубопроводов и в проточной части турбины в количестве, недопустимом для нормальной работы.

В барабане котла при разделении пароводяной смеси на пар и воду происходит унос капель котловой воды, имеющих высокое солесодержание. В паре находятся также соли растворенных в нем веществ. Для улучшения качества насыщенного пара необходимо уменьшить содержание в нем капельной влаги и растворенных в паре веществ. При низких и средних давлениях решающее значение для уменьшения солесодержания пара имеет сепарация (выделение) капельной влаги от пара. В котлах высокого и сверхкритического давления солесодержание пара также определяется содержанием в паре растворенных примесей.

В современных барабанных котлах применяются различные сепарационные устройства, схемы которых показаны на рис. 15.9. Эти устройства должны погасить кинетическую энергию поступающей в барабаны пароводяной смеси с минимальным образованием мелких капель влаги, обеспечить равномерное распределение паровой нагрузки по площади зеркала испарения и потока пара в объеме барабана, осуществить выделение из потока пара капель влаги.

В сепарационных устройствах используются разные принципы сепарации капель влаги из пара, в зависимости от которых различают гравитационную сепарацию, инерционную и центробежную сепарацию, пленочную сепарацию.

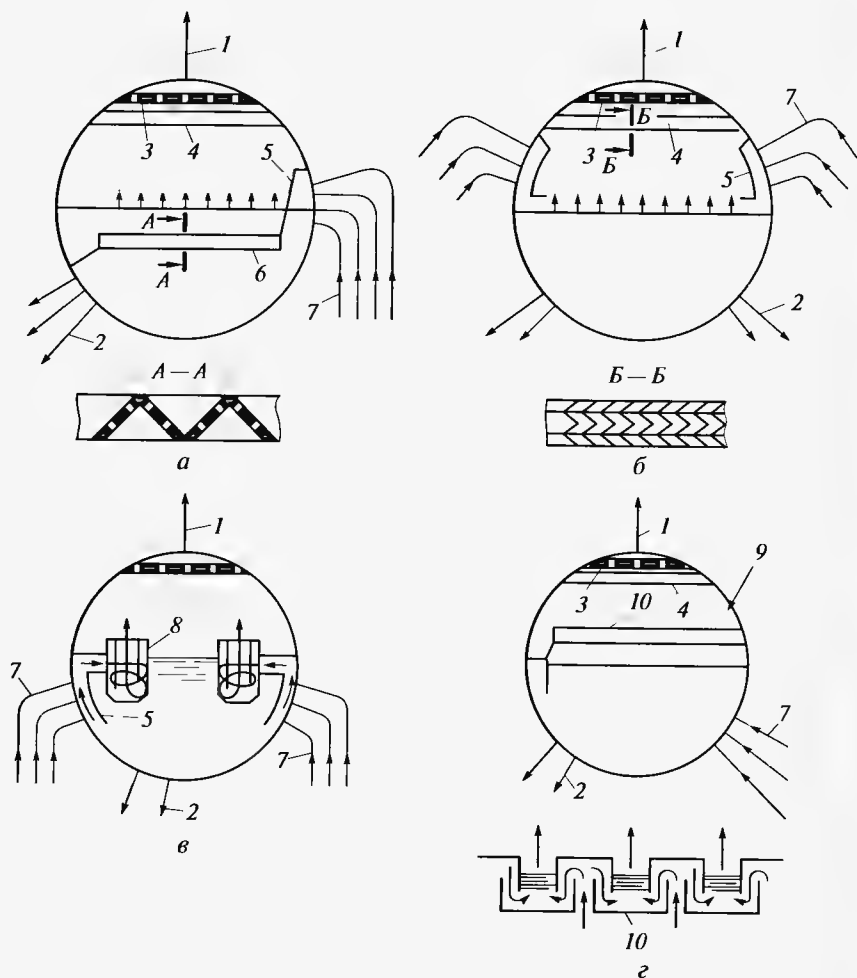


Рис. 15.9. Схемы сепарационных устройств и промывки пара в барабане котла:

а — при подводе пароводяной смеси под уровень воды в барабане; *б* — то же, в паровой объем барабана; *в* — при установке внутрибарабанных циклонов; *г* — промывка пара; 1 — пароводящие трубы; 2 — опускные трубы; 3 — пароприемный щит; 4 — жалюзийный сепаратор; 5 — отбойный щит; 6 — распределительный дырчатый утопленный щит; 7 — трубы испарительной поверхности нагрева; 8 — внутрибарабанный циклон; 9 — подвод питательной воды; 10 — барботажный щит

При гравитационной сепарации отделение капель влаги от пара осуществляется при горизонтальном и вертикальном подъемном движении пара с малой скоростью. Эффективность этого вида сепарации пропорциональна разности плотностей воды и пара, т. е. зависит от давления, а также от размеров капель воды, скоро-

сти потока пара и длины его пути до выхода из барабана. Этот принцип используется, например, в устройстве, показанном на рис. 15.9, *а*. Гашение кинетической энергии струи пароводяной смеси и равномерное распределение пара происходят в водяном объеме. Отделение капель влаги от пара осуществляется в паровом пространстве. Гравитационная сепарация имеет место в той или иной мере во всех конструкциях внутрибарабанных устройств.

Инерционная сепарация осуществляется при резком ускорении горизонтального или вертикального потока пара с последующим уменьшением его скорости. Простейшим инерционным сепаратором являются глухие или дырчатые стальные листы, размещенные вертикально или наклонно, которые одновременно используются для гашения кинетической энергии пароводяной смеси и отделения основной массы воды от пара. Применяемые для равномерного распределения по площади зеркала испарения дырчатые листы устанавливаются на 75... 100 мм ниже нижнего уровня воды в барабане.

В жалюзийном сепараторе (рис. 15.9, *б*) для инерционного отделения капель воды используется изменение ускорения потока в сепараторе и на выходе из него, а также многократное изменение его направления, что повышает эффективность сепарации.

Центробежный сепаратор циклонного типа, в котором происходит интенсивное закручивание потока влажного пара, показан на рис. 15.9, *в*. Циклонные сепараторы обеспечивают интенсивное отделение капель влаги за счет действия на них центробежных сил, отбрасывающих капли на стенки циклона, где они задерживаются на пленке воды, стекающей на зеркало испарения, т. е. на поверхность воды в барабане. Внутрибарабанные циклоны обычно имеют высоту корпуса 400... 500 мм.

Пленочная сепарация основана на использовании способности мелких капель воды удерживаться на увлажненной развитой поверхности за счет сил смачивания при соприкосновении с ней потока влажного пара. При ударе потока влажного пара о такую поверхность в результате слияния мелких капель на ней образуется сплошная водяная пленка, которая достаточно прочна и не срывается паром, но в то же время беспрепятственно дренируется в водяное пространство барабана.

Все вышеизложенные механические способы сепарации позволяют удалить из пара относительно крупные частицы. Вещества, растворенные в паре, можно удалить путем «промывки пара» чистой водой. Промывка пара осуществляется пропуском его через слой воды. На рис. 15.9, *г* показано устройство для промывки пара. В паровом пространстве барабана размещается барботажный щит 10, на который подается питательная вода 9, стекающая затем в водяное пространство барабана. Щит выполняется в виде системы корыт. Пар, проходя сквозь слой воды в корытах, частично очищает-

ся от солей, в то время как вода насыщается ими. Основной целью промывки пара при высоком давлении является снижение содержания в нем кремниевой кислоты, соли которой могут оседать на внутренней поверхности труб пароперегревателя, проточной части турбин и т.д.

15.12. Контроль водно-химического режима котлов

Одной из основных задач химического контроля водного режима является оценка состояния эксплуатирующегося теплоэнергетического оборудования в отношении коррозии и образования разного вида отложений. Определение содержания состава отложений, взятых во время останова оборудования с вырезанных образцов труб экранов, пароперегревателей, снятых с рабочих и направляющих лопаток турбин, позволяет судить об эффективности ведения водного режима.

Визуальные осмотры, несмотря на их очевидную полезность, не могут дать количественной характеристики коррозионных повреждений и загрязнений оборудования отложениями. Чтобы судить о состоянии водного режима на работающей установке, необходимо следить за изменением концентрации тех примесей в рабочей среде, которые могут участвовать в этих процессах.

Химический контроль рабочей среды на разных участках пароводяного тракта дает возможность оценивать состояние водного режима и соответствие режима действующим нормам. Для этого необходимо отбирать пробы рабочей среды и систематически выполнять соответствующие анализы. Такой повседневный контроль называют эксплуатационным или текущим химическим контролем.

Питательная вода котлов представляет собой смесь разных конденсатов и добавочной воды. На станциях с конденсационными турбинами основными составляющими питательной воды являются конденсат турбин и конденсат регенеративных подогревателей. На станциях с турбинами, имеющими производственные и теплофикационные отборы, к основным составляющим относятся конденсат сетевых подогревателей, добавочная вода и конденсат производственных потребителей пара. Качество всех составляющих питательной воды должно быть таким, чтобы в конечном итоге обеспечивалось выполнение норм качества питательной воды.

В конденсатах греющего пара регенеративных подогревателей высокого и низкого давления основной примесью являются продукты коррозии, которые смываются с паровой стороны поверхностей самих подогревателей и выносятся с отборным паром из турбины. В конденсат турбины примеси поступают с потоком отработавшего пара и с подсосами охлаждающей воды в конденсаторах турбин в результате разрыва отдельных трубок.

В результате поступления воздуха на участках конденсатного тракта, находящегося под вакуумом, турбинный конденсат загрязняется кислородом. На установках с барабанными котлами контролю на содержание кислорода обычно подлежат конденсатные насосы.

Конденсат сетевых подогревателей из-за подсосов сетевой воды загрязняется содержащимися в них примесями. В тепловых сетях закрытого типа основным компонентом примесей является натрий. В тепловых сетях с водоразбором у потребителей основными компонентами примесей являются источники жесткости воды.

Конденсат производственных потребителей пара должен возвращаться в основной цикл ТЭЦ лишь в случае, когда его качество удовлетворяет нормам питательной воды по жесткости, продуктам коррозии и нефтепродуктам. Подготовка добавочной воды барабанных котлов осуществляется по разным технологическим схемам. Когда добавочная вода является обессоленной, ее качество обычно оценивается по двум показателям — содержанию натрия и кремнекислоты. При подготовке добавочной воды для барабанных котлов по более простой схеме с применением на последней стадии двухступенчатого Na-катионирования воды в число периодически контролируемых показателей включают щелочность и содержание кремнекислоты.

Качество котловой воды в барабанных котлах по Правилам технической эксплуатации (ПТЭ) регламентируется в соответствии с принятыми режимами фосфатирования. Большинство барабанных котлов работает на режимах чистофосфатной щелочности. Для проверки правильности ведения этого режима в котловой воде необходимо контролировать не только концентрацию вводимых фосфатов, но и величину pH.

При щелочно-фосфатном режиме котловой воды помимо фосфатов нормируется относительная щелочность котловой воды, которая представляет собой отношения концентрации гидратов в пересчете на NaOH к общему солесодержанию котловой воды.

Чистота пара, вырабатываемого котлами, строго регламентирована. На установках с давлением менее 7 МПа в число нормируемых показателей входит содержание Na и CO_2 . Протекание коррозионных процессов контролируется по содержанию водорода. Помимо содержания водорода к числу контролируемых показателей пара относятся содержание аммиака NH_3 и pH, а также электропроводность, характеризующая содержание в конденсате пара ионизированных примесей.

Частой причиной ухудшения чистоты перегретого пара барабанных котлов является ухудшение чистоты насыщенного пара. Чтобы убедиться в этом, необходимо иметь данные о качестве насыщенного пара, поступающего в пароперегреватель.

1. Какие вещества содержатся в природной воде?
2. Какая вода, поступающая в котельный агрегат, называется сырой, питательной, подпиточной, котловой?
3. Назовите характеристики качества сырой, питательной, подпиточной, котловой воды.
4. Что называется общей жесткостью воды и как она измеряется?
5. Что такое щелочность воды?
6. Чем опасны отложения накипи на внутренней поверхности обогреваемых труб?
7. Каким образом осуществляется удаление механических примесей и коллоидных веществ из воды?
8. С какой целью проводится коагуляция коллоидных частиц?
9. Каким образом осуществляется термическое умягчение воды?
10. В чем смысл катионитного метода умягчения воды?
11. Какие материалы используются в катионитных фильтрах?
12. Что такое обменная способность катионита?
13. Опишите устройство катионитного фильтра.
14. Запишите реакции ионного обмена в Na- и H-катионитных фильтрах.
15. Что понимается под обессоливанием воды?
16. Что представляют собой слабоосновные и сильноосновные анионы?
17. Что такое электродиализ?
18. Что такое обратный осмос?
19. С какой целью проводится деаэрация питательной и подпиточной воды?
20. Опишите, пользуясь рис. 15.5, принцип работы атмосферного деаэратора смешивающего типа.
21. Поясните, пользуясь рис. 15.6, принцип работы вакуумной деаэрационной установки.
22. С какой целью проводится периодическая продувка?
23. С какой целью проводится непрерывная продувка?
24. В чем суть ступенчатого испарения воды?
25. С какой целью проводится сепарация пара в барабане котла?
26. Какие типы сепарационных устройств применяются в барабанах котельных агрегатов?
27. Для чего проводится промывка пара в барабане котла?
28. Укажите задачи химического контроля водного режима котлов.

ПИТАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

16.1. Центробежные насосы

Для питания котлов, подпитки и циркуляции воды в системе отопления применяются центробежные и поршневые насосы с электрическим или паровым приводом, пароструйные инжекторы, насосы с ручным приводом и водопроводная сеть.

Широкое применение в котельных получили центробежные насосы. Насос типа К (рис. 16.1) является горизонтальным одноступенчатым с односторонним всасыванием. Он состоит из чугунного корпуса 1, внутренней поверхности которого выполнено в виде улитки с диффузорным патрубком 3. Крышка 2, выполненная заодно с нагнетательным патрубком 3. Крышка шпильками крепится к корпусу. Нагнетательный (напорный) патрубок 3 расположен под углом 90° к оси насоса. Рабочее колесо 4 с лопатками закреплено на конце вала 5. Возникающее во время работы насоса усилие воспринимается подшипниками, расположенными в масляной ванне 8. Для предотвращения утечки воды из насоса используется сальниковое уплотнение 9. Вал 5 насоса соединяется с валом электродвигателя 7 с помощью муфты 6.

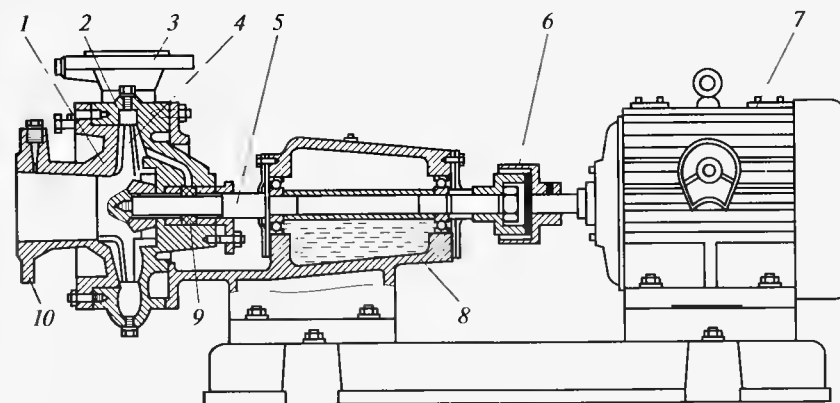


Рис. 16.1. Центробежный насос типа К:

1 — корпус; 2 — крышка корпуса; 3 — нагнетательный патрубок; 4 — рабочее колесо; 5 — вал; 6 — муфта; 7 — электродвигатель; 8 — масляная ванна; 9 — сальниковое уплотнение; 10 — всасывающий патрубок

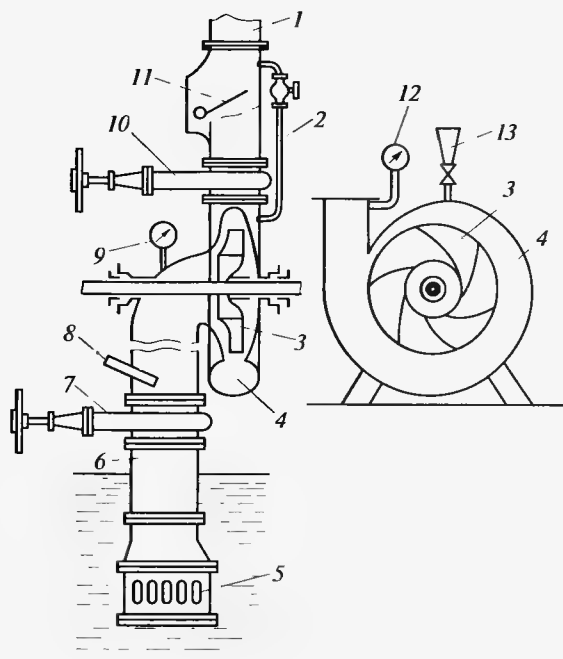


Рис. 16.2. Схема установки центробежного насоса:

1 — напорный трубопровод; 2 — перепускное устройство — байпас; 3 — лопастное колесо; 4 — кожух-улитка; 5 — приемный клапан с сеткой; 6 — всасывающий трубопровод; 7 — запорное устройство на всасывающем трубопроводе; 8 — термометр; 9 — вакуумметр; 10 — запорное устройство на нагнетательном трубопроводе; 11 — обратный клапан; 12 — манометр; 13 — воронка для заливки насоса

Вода через всасывающий патрубок 10 поступает в насос и при вращении рабочего колеса 4 под действием центробежной силы отбрасывается к стенкам насоса и через нагнетательный патрубок 3 подается в напорную линию.

В самой высокой точке корпуса имеется закрытое пробкой отверстие для выпуска воздуха из корпуса и всасывающего патрубка в момент заливки насоса водой при первоначальном пуске. При продолжительном останове вода сливается из насоса через отверстие в нижней части корпуса, также закрытое пробкой.

Одноступенчатые насосы имеют одно рабочее колесо, создают сравнительно небольшой напор (от 12 до 55 м вод. ст.) и обеспечивают производительность 6,7... 160 м³/ч. Многоступенчатые насосы имеют от 3 до 12 ступеней (рабочих колес) и создают большой напор. Производительность их зависит от диаметра рабочих колес и скорости вращения.

На центробежных насосах устанавливается следующая арматура и КИП:

- на всасывающей линии — приемный клапан 5 (рис. 16.2) с сеткой, запорное устройство 7, термометр 8, вакуумметр 9;
- на нагнетательной линии — запорное устройство 10, обратный клапан 11, манометр 12.

Для предупреждения перегрева и повреждения насоса при отсутствии расхода воды служит рециркуляционный трубопровод с вентилем.

Перед пуском насоса необходимо провести осмотр, проверить наличие смазки в подшипниках, набивку сальников, отсутствие заедания при проворачивании рабочего колеса. Чтобы пустить насос в работу, необходимо залить его и всасывающий трубопровод через воронку 13 водой, открыть запорное устройство 7 на всасывающем трубопроводе, закрыть запорное устройство 10 на нагнетательном трубопроводе, включить электродвигатель и через 40... 50 с, открывая запорное устройство на нагнетательном трубопроводе, установить заданное давление.

Во время работы насосов необходимо следить за температурой подшипников, которая не должна превышать 60... 70 °С, состоянием упругой муфты, сальниковой набивки, показаниями манометра, термометра, вакуумметра.

Операции с целью останова насоса следует выполнять в следующей последовательности: закрыть запорное устройство 10 на нагнетательном трубопроводе, выключить электродвигатель, закрыть запорное устройство 7 на всасывающем трубопроводе, слить воду из насоса и трубопровода.

Для перехода с рабочего насоса на резервный необходимо заполнить резервный насос водой, включить электродвигатель резервного насоса, одновременно на резервном насосе открыть, а на рабочем насосе закрыть запорную арматуру на нагнетательной линии; после закрытия запорного устройства на нагнетательном трубопроводе включить электродвигатель рабочего насоса; сделать запись в рабочем журнале о переходе с рабочего насоса на резервный с указанием времени.

К неисправностям центробежных насосов относятся:

- отсутствие смазки подшипников;
- утечка воды через сальниковые уплотнения;
- износ соединительной муфты;
- износ лопаток рабочего колеса;
- понижение давления, уменьшение расхода воды и КПД в результате кавитации.

Кавитация в насосах происходит вследствие падения давления на всасывающей стороне насоса, которое приводит к вскипанию воды и образованию в жидкости пустот, заполненных паром. Пузырьки пара, двигаясь вместе с водой по лопаткам рабочего колеса, попадают в область более высоких давлений, где происходит их резкая конденсация. Пузырьки пара резко уменьшаются в объеме, и жидкость, стремясь занять освободившееся пространство, приобретает в этих местах большую скорость. В итоге за счет кавитации давление достигает сотен атмосфер, возникают сильные местные гидравлические удары жидкости о стенки корпуса и лопатки рабочего колеса. Разрушение происходит настолько энергично, что насос выходит из строя буквально через несколько суток.

16.2. Паровые поршневые насосы

Паровые поршневые насосы применяют в котельных в качестве резервных устройств для питания паровых котлов водой. Вертикальный прямодействующий паровой насос (рис. 16.3) состоит из двух блоков, причем если в одном блоке происходит всасывание, то в другом нагнетание. Каждый блок состоит из поршневой паровой машины и поршневого водяного насоса.

Паровая поршневая машина состоит из парового цилиндра 1 с поршнем 15 и парораспределительной золотниковой коробки 5 с цилиндрическим золотником 6, в которой имеются два крайних наружных канала 3 для впуска пара и два средних внутренних канала 4 для выпуска пара. Водяная часть насоса состоит из водяного цилиндра 12 с поршнем и клапанной коробки 10 с всасывающим 11 и нагнетательным 9 клапанами. Поршень водяного цилиндра получает движение от поршня паровой машины, находящегося с ним на одном штоке 14.

Принцип работы поршневого насоса заключается в следующем. При нижнем положении цилиндрического золотника 6 (рис. 16.3, а) в верхнюю часть парового цилиндра через верхний впускной на-

ружный канал 3 поступает пар, и под его давлением поршень 15 опускается вниз, а отработанный пар из нижней части парового цилиндра по внутреннему каналу подается в паровыпускной патрубок. Синхронно паровому поршню вниз движется водяной поршень, в результате чего в водяном цилиндре и клапанной коробке 10 образуется разрежение, за счет которого нагнетательный клапан 9 закрывается, а всасывающий клапан 11 открывается, и вода поступает в водяной цилиндр.

Как только поршни достигли своего нижнего положения, стойка рычагов механизма парораспределения перемещает цилиндрический золотник вверх (рис. 16.3, б), при этом открывается нижний впускной наружный канал 3 и пар поступает в нижнюю часть парового цилиндра 1, под давлением которого паровой поршень вместе с водяным поршнем начинают двигаться вверх. При этом в водяном цилиндре и клапанной коробке создается давление, за счет которого всасывающий клапан 11 закрывается, а нагнетательный клапан 9 открывается, и вода поступает на питание котла.

К оборудованию паровых поршневых насосов относятся манометр на нагнетательной линии, отключающие устройства на всасывающем и нагнетательном трубопроводах, на паропроводе к паровой машине насоса, предохранительный клапан между насосом и запорным устройством на нагнетательном трубопроводе, продувочные краны 16 для выпуска конденсата из паровых цилиндров. Для смазки золотников и поршней паровых цилиндров служит масленка 2.

Перед пуском насоса его нужно осмотреть, проверить наличие масла в масленках паровых цилиндров и смазать трущиеся части, после этого закрыть запорные устройства на всасывающем и нагнетательном трубопроводах и открыть продувочные краны. Если запорные устройства на питательной линии от насоса до входа воды в котел открыты, необходимо осторожно приоткрыть паровой пусковой вентиль, при этом насос должен придти в движение медленно и постепенно, через продувочные краны должен выходить пар. Закрыть их можно только тогда, когда из них пойдет сухой пар. Затем воздушным краником на нагнетательной линии следует проверить отсутствие воздуха и открыть паровой вентиль для создания необходимой производительности насоса.

При появлении стуков нужно усилить смазку и выпустить конденсат из паровых цилиндров, открыв для этого продувочные краны. По манометру на нагнетательном трубопроводе нужно следить за давлением воды, которое должно быть выше давления в котле не менее чем на 0,05...0,15 МПа (0,5...1,5 кгс/см²).

Для останова парового поршневого насоса необходимо закрыть запорное устройство на линии подачи пара, затем задвижки на нагнетательном и всасывающих трубопроводах и открыть продувочные краны у паровых цилиндров, чтобы выпустить конденсат.

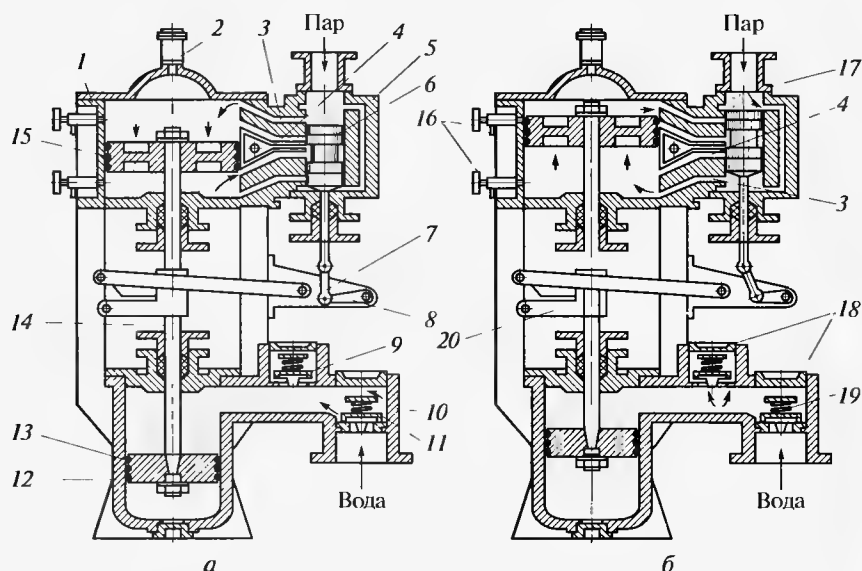


Рис. 16.3. Паровой поршневой насос:

а — блок всасывания; б — блок нагнетания; 1 — паровой цилиндр; 2 — масленка; 3 — наружный канал; 4 — внутренний канал; 5 — золотниковая коробка; 6 — цилиндрический золотник; 7 — тяга золотника; 8 — рычаг тяги; 9 — нагнетательный клапан; 10 — клапанная коробка; 11 — всасывающий клапан; 12 — водяной цилиндр; 13 и 15 — поршни; 14 — шток; 16 — продувочные краны; 17 — паровой патрубок; 18 — крышки; 19 — пружина; 20 — муфта

16.3. Инжекторы

Для питания котлов в небольших котельных в ряде случаев применяются инжекторы. Инжектор (рис. 16.4) — это пароструйный насос, в котором струя пара, поступающая с большой скоростью, подсасывает воду и подает ее в котел. При повороте рукоятки 1 в положение «Пуск» пусковой клапан 8 приподнимается и открывает доступ пара в суживающийся паровой конус 2 инжектора. Пар, выходя из парового конуса с большой скоростью, создает вокруг сопла разрежение, и вода засасывается в инжектор. Далее вода поступает в смесительный конус 3, где пар перемешивается с водой и конденсируется, нагревая при этом воду. Смесительный конус также суживается, вследствие чего скорость питательной воды при выходе из него возрастает. Питательная вода из смесительного конуса поступает в расширяющийся нагнетательный конус 5, где скорость ее уменьшается, а давление увеличивается настолько, что становится выше, чем в котле. При этом открывается обратный

питательный клапан 6 и вода поступает в котел.

В начале пуска инжектора пар увлекает с собой воздух и поэтому не конденсируется, пока не засосется вода. В этот период между смесительным и нагнетательными конусами создается избыточное давление, и вода в смеси с паром выбрасывается через вестовой клапан 4 в вестовую трубу. Затем, когда воздух будет вытеснен из инжектора и в него засосется вода, пар начнет конденсироваться в смесительной полости, и за счет большой скорости горячей воды на выходе из смесительного конуса вокруг него возникнет разрежение, под действием которого вестовой клапан присосется к

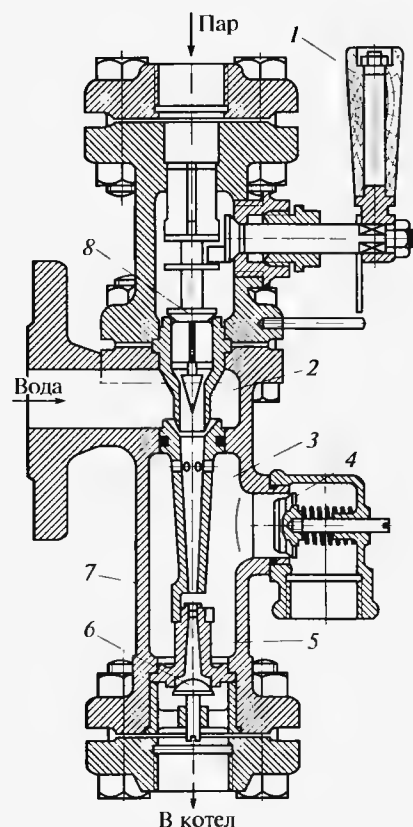


Рис. 16.4. Инжектор:

1 — рукоятка пускового клапана; 2, 3 и 5 — паровой, смесительный и нагнетательный конусы; 4, 6 и 8 — вестовой, обратный и пусковой игольчатый клапаны; 7 — корпус инжектора

седлу, а вода направится в котел. Во избежание срыва работы инжекторов температура питательной воды должна быть не выше 40 °С и высота засасывания не более 2 м.

Контрольные вопросы

1. Какие устройства используются для питания котлов водой?
2. Поясните устройство и принцип действия центробежного насоса.
3. Как пустить в работу центробежный насос?
4. В чем заключается обслуживание центробежного насоса во время его работы?
5. Каковы возможные неисправности центробежных насосов?
6. Поясните, пользуясь рис. 16.3, устройство и принцип действия поршневого насоса.
7. Как пустить в работу поршневой насос?
8. Поясните устройство и принцип действия инжектора, схема которого приведена на рис. 16.4.

17.1. Классификация арматуры котельного агрегата

Арматурой называют приборы и предохранительные устройства, обеспечивающие безопасную и безаварийную работу котла, а также устройства, служащие для управления и регулирования котельного агрегата.

Для выполнения этих задач котлы должны быть оснащены следующим оборудованием:

- устройствами, предохраняющими от повышения давления (предохранительными устройствами);
- указателями уровня воды;
- манометрами;
- запорной и регулирующей арматурой.

Арматура, применяемая для трубопроводов воды и водяного пара, в зависимости от назначения подразделяется на четыре класса: запорная, регулирующая, предохранительная и контрольная.

Запорная арматура служит только для герметичного отключения котельного агрегата или его элементов, а также отдельных участков или всего трубопровода от сети. К запорной арматуре относятся задвижки, вентили и краны.

Регулирующая арматура предназначена для изменения или поддержания заданного давления или расхода среды. К такой арматуре относятся регулировочные вентили, дроссельные клапаны, питательные клапаны, приборы для автоматического регулирования. Следует отметить, что использовать для регулирования запорную арматуру нежелательно, так как вследствие большой скорости рабочей среды, образующейся при дросселировании, детали запорных органов быстро изнашиваются.

Предохранительная арматура служит для ограничения давления, расхода и направления движения среды. К ней относятся предохранительные клапаны на питательных линиях, паропроводах, барабанах, обратные клапаны на питательных линиях.

К контрольной арматуре относятся указатели уровня воды и пробкоспускные краны.

Материалы для изготовления арматуры выбирают в зависимости от давления и температуры рабочей среды. Для низкого давления (до 2,4 МПа) и температуры среды до 300 °С корпуса и

крышки арматуры можно изготавливать из чугуна. Арматуру, предназначенную для воды под более высоким давлением, исполняют из стали.

17.2. Запорная арматура

Запорная арматура должна обеспечивать плотность отключения в закрытом состоянии и оказывать минимальное сопротивление протекающей среде в открытом состоянии. В качестве запорной арматуры применяют задвижки и вентили. Задвижки имеют относительно небольшое гидравлическое сопротивление, требуют меньшего, чем вентили, усилия на открывание и закрывание, допускают протекание среды в обоих направлениях, имеют меньшую длину корпуса, могут быть изготовлены большого проходного сечения. К недостаткам задвижек относятся: более сложная, чем у вентилей, конструкция, быстрый износ уплотнительных поверхностей затвора и большой подъем затвора при полном открывании, что увеличивает их габариты. Соответственно с этим вентили как запорные органы применяют преимущественно при небольшом проходном сечении (диаметр трубопровода до 100 мм), когда требуется большая плотность отключения (например, для дренажных и спускных трубопроводов), и в основном они используются в качестве регулирующих органов.

На рис. 17.1, а показан наиболее распространенный тип вентилей низкого и среднего давления. Он состоит из корпуса 4, в который запрессовано стальное или бронзовое кольцо (седло 5), и клапана (тарелки) 6, соединенного со шпинделем 7. На конце шпинделя имеется резьба, с помощью которой он при вращении маховика 1 во время закрывания или открывания вентилей ввинчивается в траверсу 9. Присоединение запорного вентилей к трубопроводу осуществляется с помощью фланцев 3.

На рис. 17.1, б показан запорный вентиль высокого давления без фланцев; он крепится к трубопроводам посредством сварки.

Расход пара (или воды), проходящего через вентиль, регулируется подъемом или опусканием клапана. Движение среды через вентиль может осуществляться в любом направлении и зависит лишь от удобства его открывания или закрывания. Если жидкость или пар подводится под клапан, то это значительно облегчает открывание вентилей и, кроме того, разгружает сальниковое уплотнение от давления при полном его закрывании. Однако, при таком способе подвода среды требуется большое усилие для полного закрывания вентилей.

Если жидкость или пар подается на клапан вентилей, то плотность его закрывания увеличивается и несколько затрудняется начальное открывание из-за давления среды на клапан. Это является главным недостатком такого способа подвода жидкости или пара.

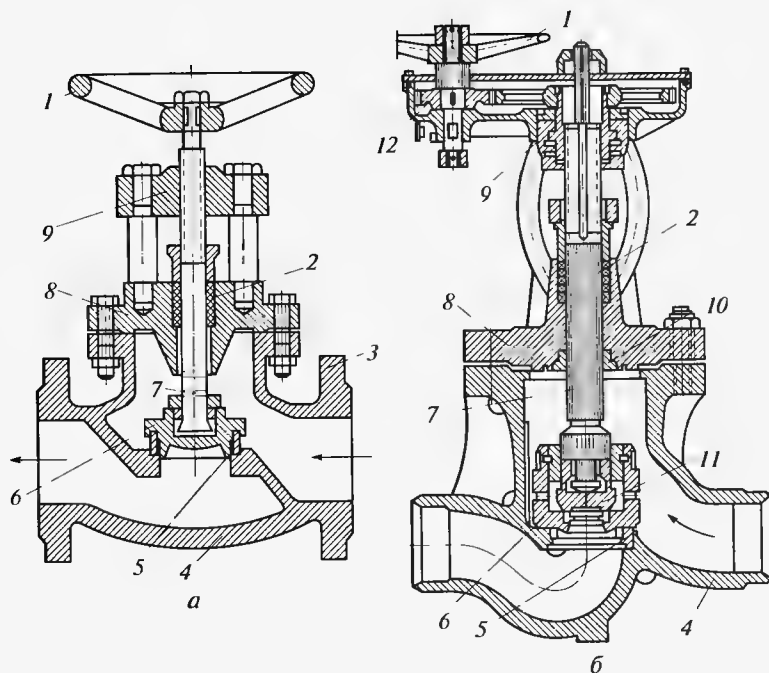


Рис. 17.1. Вентили запорные:

а — фланцевый низкого и среднего давления; *б* — высокого давления, бесфланцевый; 1 — маховик; 2 — сальниковое уплотнение; 3 — фланец; 4 — корпус; 5 — седло; 6 — клапан (тарелка); 7 — шпindel; 8 — крышка; 9 — траверса; 10 — втулка; 11 — разгрузочный клапан; 12 — шестерня

В арматуре малого диаметра вода и пар обычно подводятся под клапан. У большинства вентилей, наоборот, подача осуществляется на клапан. Для облегчения открывания крупных вентилей применяют разгрузочные обводные (байпасные) линии малого диаметра, служащие для выравнивания давления среды до и после вентиля. Прежде чем открыть основной вентиль, открывают байпас и после того, как в трубопроводе до и после вентиля установится одинаковое давление, приступают к открыванию основного вентиля.

Для этой же цели некоторые вентили выполняются с расположенными на одном шпинделе двумя клапанами (тарелками), один из которых имеет меньший размер и устанавливается в средней части большого клапана (рис. 17.1, *б*). При подъеме шпинделя сначала поднимается малый разгрузочный клапан 11 на определенную высоту, а затем после выравнивания давления при дальнейшем открывании вентиля поднимается большой клапан 6.

Для облегчения открывания вентиля привод шпинделя осуществлен через две цилиндрические шестерни 12 от маховика диаметром до 500 мм.

При эксплуатации каждый вентиль должен обеспечивать полное перекрытие трубопроводов. Для этого необходимо, чтобы клапан опускался на седло равномерно, без перекосов. Если вентиль «пропускает» вследствие неполного перекрытия сечения трубы, необходимо выяснить причину и устранить ее. Причинами неполного перекрытия могут быть попадание постороннего тела между клапаном и седлом, износ седла или клапана, образование раковин и поперечных рисок и т.д. При обнаружении неплотностей прежде всего следует немного приоткрыть вентиль и снова закрыть его. Если причиной неплотного закрывания был посторонний предмет, то поток может его смыть.

Вентиль является надежным запорным и регулирующим органом. Однако он создает большое сопротивление потоку среды вследствие резкого двукратного изменения направления ее движения.

На электростанциях и в котельных нашли широкое применение задвижки, которые создают значительно меньшее сопротивление потоку среды, чем вентили. Жидкость или пар к задвижкам подводятся с любой стороны.

Задвижки могут иметь различные затворы (параллельные и клиновые), выдвигаемые и невыдвигаемые шпиндели.

На рис. 17.2, *а* приведена нормальная задвижка с параллельными уплотнительными дисками. Задвижка состоит из чугунного корпуса 7, крышки 8, нарезной втулки, маховика 1, выдвижного шпинделя 3, уплотнительных колец 4 и дисков 5. Между дисками устанавливается распорное устройство 6. При вращении маховика по часовой стрелке шпиндель вместе с дисками опускается, распорное устройство упирается в нижнюю часть корпуса и раздвигает диски, плотно прижимая их к уплотнительным кольцам и закрывая проход воде или пару. В задвижках с выдвижным шпинделем шпиндель и маховик имеют квадратную резьбу, и при вращении маховика шпиндель вывинчивается или ввинчивается в него, увлекая за собой диски.

Согласно Правилам Госгортехнадзора России у всех вновь устанавливаемых стационарных котлов паропроизводительностью более 4 т/ч управление парозапорными органами должно осуществляться дистанционно с рабочего места машиниста котла. На электростанциях или в больших отопительных котельных часто применяются задвижки или вентили с электрическим приводом, позволяющим открывать или закрывать их дистанционно. На рис. 17.2, *б* приведена бесфланцевая задвижка высокого давления с дистанционным приводом. Бесфланцевая арматура непосредственно приваривается к трубопроводу.

В клиновых задвижках с невыдвижным шпинделем 3 (рис. 17.2, *в*) последний вращается вместе с маховиком 1. На конце шпинделя 3 имеется резьба, которая входит в нарезную втулку 13, расположенную в верхней части клинового затвора 14. При вращении

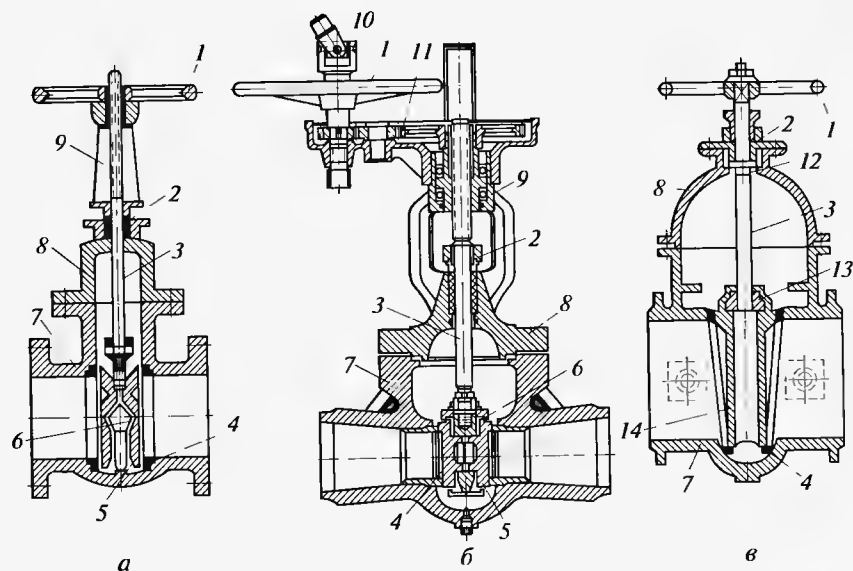


Рис. 17.2. Затворки:

a — нормальная с параллельными уплотнительными дисками и выдвижным шпинделем; *б* — бесфланцевая высокого давления с дистанционным приводом; *в* — клиновая с невыдвижным шпинделем; 1 — маховик; 2 — сальниковая набивка; 3 — шпиндель; 4 — уплотнительные кольца; 5 — уплотнительные диски; 6 — распорное устройство; 7 — корпус; 8 — крышка; 9 — траверса; 10 — шарнир; 11 — зубчатая передача; 12 — буртик; 13 — нарезная втулка; 14 — клиновой затвор

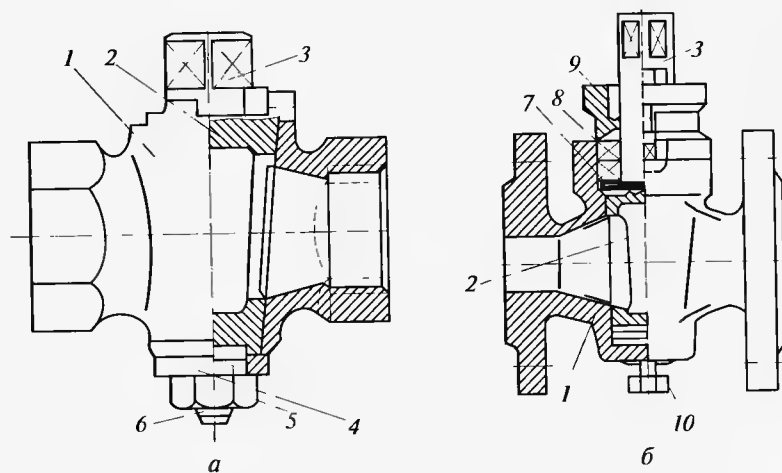


Рис. 17.3. Краны:

a — натяжной газовый муфтовый; *б* — сальниковый; 1 — корпус; 2 — пробка; 3 — четырехгранная головка; 4 — шайба; 5 — гайка; 6 — шпилька с резьбой; 7 — опорное кольцо; 8 — сальниковая набивка; 9 — крышка сальника; 10 — болт

маховика шпиндель 3 из-за имеющегося на нем буртика 12 не может подняться и будет вращаться вместе с маховиком. При этом нарезная втулка 13 будет вращаться по его резьбе, поднимая или опуская затвор 14 задвижки.

Для надежной работы арматуры очень важно, чтобы место прохода шпинделя было тщательно обработано (отшлифовано) и уплотнено. Уплотнение достигается при помощи сальниковой набивки 2 и грундбуксы (сальникового уплотнения). Грундбукса с внешней стороны имеет резьбу, при помощи которой она ввинчивается в крышку и, таким образом, уплотняет набивку.

В качестве запорного устройства для низкого давления среды (0,3...0,5 МПа) применяются пробковые краны. Краны предназначены для быстрого открывания и закрывания прохода в трубопроводе, а также для регулирования расхода. Пробковые краны по способу уплотнения бывают натяжные (рис. 17.3, *a*) и сальниковые (рис. 17.3, *б*); по способу соединения — муфтовые, фланцевые и цапковые; по материалу корпуса и пробки — чугунные, бронзовые и комбинированные (чугунный корпус с бронзовой пробкой).

Основными элементами кранов являются корпус 1 и коническая пробка 2 с отверстием для прохода газа. На четырехгранной головке 3 под ключ наносится риска, совпадающая с направлением

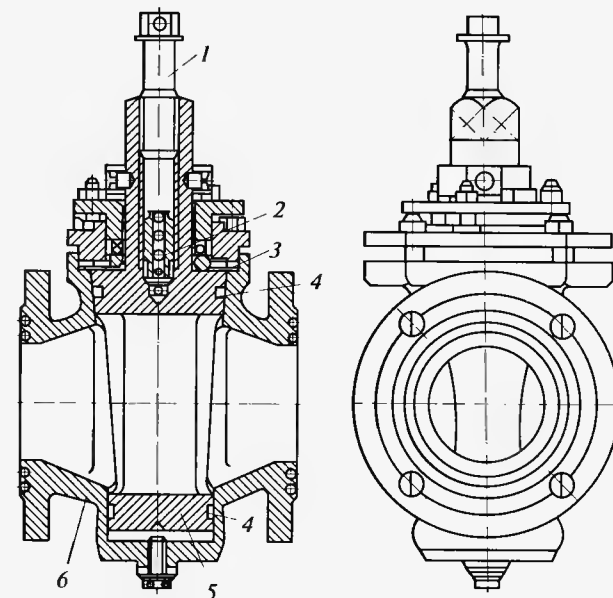


Рис. 17.4. Чугунный самосмазывающийся кран:

1 — болт; 2 — шариковый клапан; 3 — прокладка; 4 — канавки; 5 — пробка; 6 — корпус

ем отверстия в пробке. Если риска на головке совпадает с направлением трубопровода, на котором установлен кран, то проход для среды открыт, а если риска направлена поперек трубопровода, то проход закрыт.

В натяжных кранах в нижней части пробки есть шпилька 6 с резьбой (см. рис. 17.3, а), на которую надевается шайба 4 и накручивается гайка 5. Плотность в этих кранах обеспечивается натяжением гайки. Краны, устанавливаемые на газопроводах, должны иметь упоры, ограничивающие поворот пробки в границах 90°.

Плотность в сальниковых кранах обеспечивается сальниковой набивкой 8. Уплотнение ее осуществляется затягиванием сальника с помощью крышки 9 сальника. Для облегчения разборки сальникового крана в нижней части корпуса устанавливается отжимной болт 10.

В самосмазывающихся кранах (рис. 17.4) на конусных или цилиндрических уплотнительных поверхностях корпусов и пробок

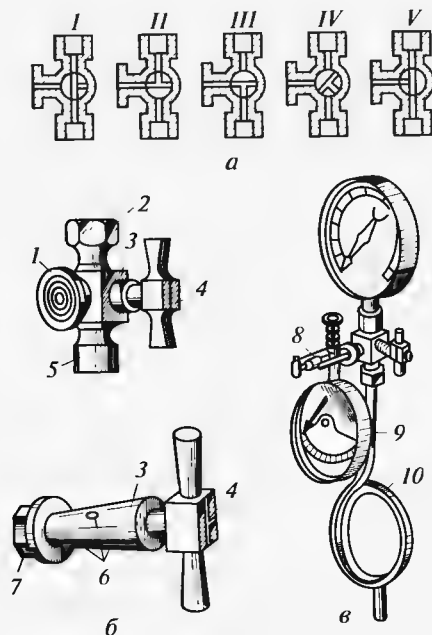


Рис. 17.5. Трехходовой кран:

а — положения I—V трехходового крана; б — детали крана; в — крепление контрольного манометра для проверки рабочего манометра; I — рабочее положение; II — постановка стрелки на ноль; III — продувка сифонной трубки; IV — промежуточное положение (набор конденсата в сифонной трубке); V — проверка рабочего манометра контрольным; 1 — фланец для контрольного манометра; 2 — штуцер для манометра; 3 — пробка крана; 4 — риски; 5 — ниппель для сифонной трубки; 6 — отверстия в пробке; 7 — гайка для затяжки пробки; 8 — скоба; 9 — контрольный манометр; 10 — сифонная трубка

имеются канавки 4. При заполнении канавок смазкой снижаются давление, необходимое для герметичного закрытия прохода, и усилие, необходимое для поворота пробки. Периодическая подача смазки в канавки корпуса 6 и пробки 5 осуществляется нажимным болтом 1.

Трехходовой кран (рис. 17.5) устанавливается между манометром и сифонной трубкой, которая защищает трубчатую пружину манометра от чрезмерного нагрева при измерении давления пара или горячей воды. На ручке трехходового крана в виде буквы Т нанесены риски, совпадающие с направлениями каналов в пробке. Поворотом ручки, можно поставить кран в следующие положения:

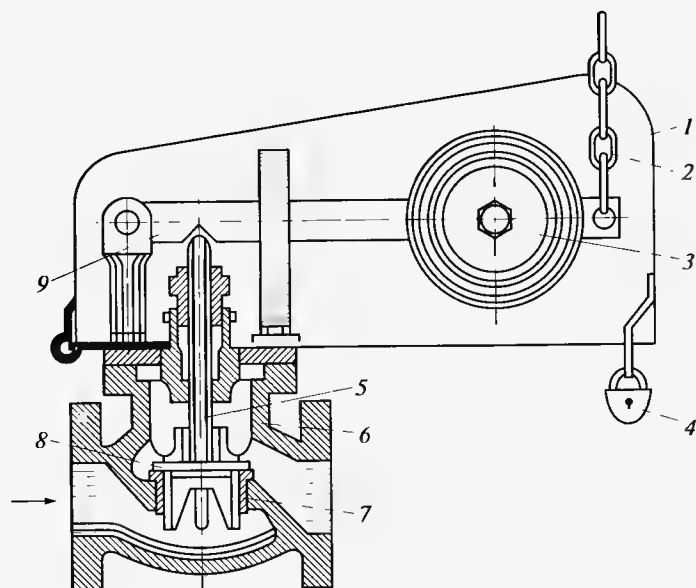
- рабочее положение — манометр соединен с источником давления (барабан котла, трубопровод и т.д.);
- проверка рабочего манометра постановкой стрелки на ноль (манометр при этом соединен с атмосферой);
- проверка рабочего манометра контрольным (все отверстия в пробке при этом совпадают с отверстиями в корпусе крана);
- продувка сифонной трубки (источник давления соединен с атмосферой);
- нейтральное положение для охлаждения воды или конденсации пара в сифонной трубке (отверстия в пробке и корпусе не совпадают). В этом положении можно заменить неисправный манометр.

17.3. Предохранительные клапаны

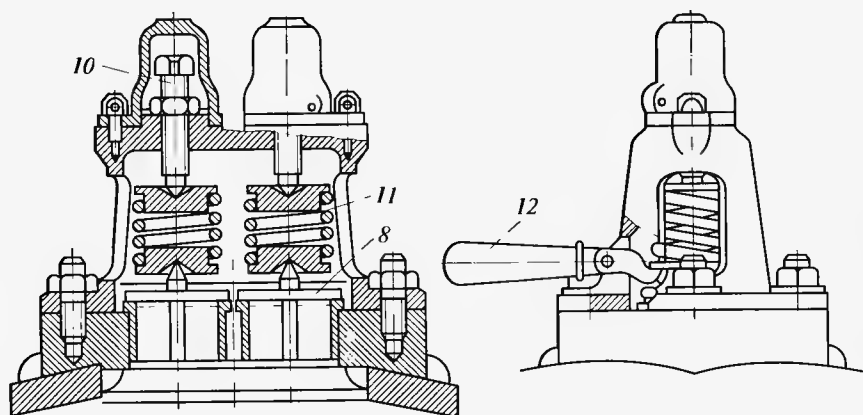
Предохранительные клапаны обеспечивают автоматический выпуск пара или воды из котлов, пароперегревателей и отключаемых (по воде) экономайзеров, в которых давление поднялось выше нормы. Они делятся на рычажно-грузовые, пружинные и импульсные.

На каждом паровом и водогрейном котлах, отключаемых по рабочей среде экономайзеров, должно быть установлено не менее двух предохранительных клапанов (рабочий и контрольный). Предохранительные клапаны защищают котлы, пароперегреватели и водяные экономайзеры при превышении в них давления более чем на 10 % расчетного (разрешенного).

В рычажном предохранительном клапане (рис. 17.6, а) выход пара из клапана закрывается тарелкой 8, которая грузом 3, закрепленным на рычаге 9, прижимается к седлу 7, вставленному в корпус 6. Направляющие ребра тарелки не дают ей перекашиваться относительно седла. Рычажный контрольный клапан после настройки включают в кожух 1 и закрывают на замок 4. Для проверки работы клапана к рычагу прикрепляют цепочку 2, которую пропускают через крышку футляра. Для выхода пара в корпусе имеется отверстие.



a



б

Рис 17.6. Предохранительные клапаны:

a — рычажный грузовой; *б* — пружинный; 1 — кожух предохранительного клапана; 2 — цепочка для подрыва клапана; 3 — груз; 4 — замок; 5 — шток; 6 — корпус; 7 — седло; 8 — тарелка; 9 — рычаг; 10 — нажимной винт; 11 — пружина; 12 — ручка для открывания клапана

Предохранительные клапаны настраивают на рабочее давление при гидравлическом испытании и проверяют при растопке котла. После того как давление пара в паровом котле поднимется до рабочего, окончательно закрепляют грузы на рычагах или нажимные винты пружинных клапанов.

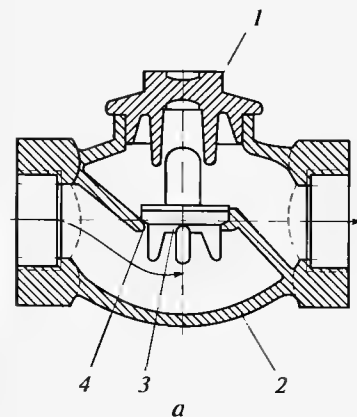
В пружинных предохранительных клапанах (рис. 17.6, *б*) давление на тарелку 8 создает пружина 11. Для настройки предохранительных клапанов на срабатывание при необходимом давлении используются нажимные винты 10.

Импульсные предохранительные клапаны устанавливаются на паровых котлах с рабочим давлением более 3,9 МПа.

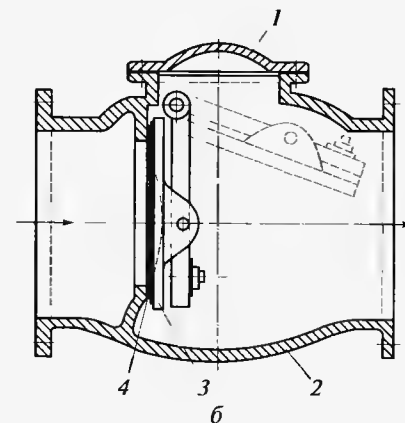
17.4. Обратные и регулирующие клапаны

Обратные клапаны пропускают среду только в одном направлении и предназначены для предотвращения движения среды в противоположном направлении. По устройству они делятся на подъемные и поворотные, по способу соединения с трубопроводом — на муфтовые и фланцевые.

Обратный подъемный клапан (рис. 17.7, *а*) состоит из корпуса 2, в круглое проходное отверстие которого впрессовано бронзовое седло 4, закрываемое клапанной тарелкой 3. Для плотного закрывания клапана тарелка притирается к седлу. Сверху обратного клапана расположена крышка, куда входит направляющий шток тарелки. При движении воды тарелка поднимается, проходное от-



a



б

Рис. 17.7. Обратные клапаны:

a — подъемный; *б* — поворотный; 1 — крышка корпуса; 2 — корпус; 3 — тарелка (захлопка); 4 — седло; стрелками показано направление движения потока

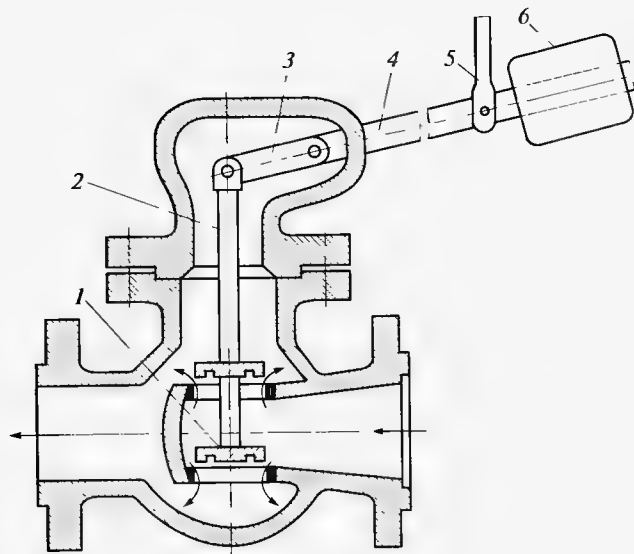


Рис. 17.8. Двухседельный регулирующий клапан:

1 — тарелка; 2 — шпindelь; 3, 4 — внутренний и наружный рычаги; 5 — тяга к ручному или автоматическому дистанционному управлению; 6 — груз; стрелками показано направление движения потока

верстие открывается и вода проходит через клапан. При движении воды в обратном направлении тарелка опускается и обратное движение воды прекращается.

Обратный поворотный клапан (рис. 17.7, б) состоит из корпуса 2 с шарнирно закрепленной тарелкой (захлопкой), которая под давлением движущейся среды поднимается, открывая проход для воды. При выключении насоса или аварийном снижении давления в питательном трубопроводе тарелка падает, клапан закрывается и обратное движение воды прекращается.

Подъемные клапаны применимы только на горизонтальных участках трубопроводов, поворотные — на горизонтальных и вертикальных.

При автоматизации котельных установок для регулирования подачи питательной воды в котел используют регулирующие клапаны. Они бывают одно- и двухседельные. В двухседельном регулирующем клапане (рис. 17.8) тарелки 1 разгружены и для их перемещения требуется небольшое усилие.

Расход подаваемой воды регулируется путем вертикального перемещения шпинделя 2, связанного с внутренним 3 и наружным 4 рычагами. На конце наружного рычага установлен противовес — груз 6. Исполнительный механизм регулятора с помощью тяги 5 связан с наружным рычагом питательного клапана.

17.5. Водоуказательные приборы

Для определения уровня воды в барабане котла применяются водоуказательные стекла. На рис. 17.9 приведен водоуказательный прибор, имеющий плоское стекло 3 с гладкой смотровой поверхностью и призматическими рисками на противоположной поверхности. Стекло, вставленное в специальную металлическую рамку 2, соединено стальными трубками с паровым и водяным пространствами барабана. На трубках установлены три крана 1, 4, 5, позволяющие при продувке водоуказательного прибора соединить стекло соответственно с паровым и водяным пространствами барабана, а также с атмосферой.

На всех водоуказательных приборах против допустимых нижнего и верхнего уровней воды в барабане котла устанавливают неподвижные указатели.

Высота прозрачного элемента каждого указателя уровня воды должна превышать допустимые пределы уровня воды, но не менее чем на 25 мм с каждой стороны.

Указатели уровня воды прямого действия должны устанавливаться вертикально или с наклоном вперед под углом не более 30° и должны быть расположены и освещены так, чтобы уровень воды был хорошо виден с рабочего места оператора.

На паровых котлах с высоко расположенными водоуказательными приборами (более 6 м от пола котельной), когда затруднительно или даже невозможно наблюдение за уровнем воды в водоуказательном стекле, применяют сниженные указатели уровня. На них должны быть нанесены низший и высший допустимые уровни по водоуказательному стеклу, которое установлено на этом же котле.

Исправность сниженных указателей уровня проверяется сверкой с показаниями водоуказательных стекол прямого действия.

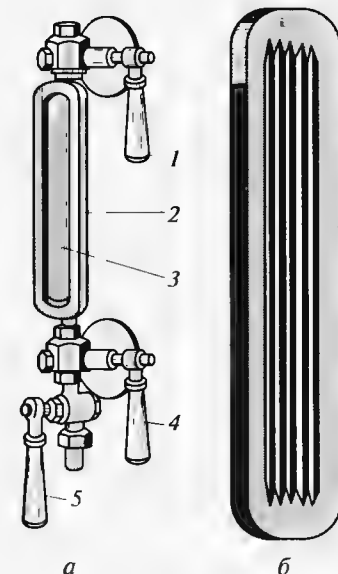


Рис. 17.9. Водоуказательный прибор с одним плоским стеклом:

а — общий вид прибора: 1 — паровой кран; 2 — рамка; 3 — плоское стекло; 4 — водяной кран; 5 — продувочный кран; б — стекло

Контрольные вопросы

1. Каково назначение арматуры котельного агрегата и как она классифицируется?
2. Что относится к запорной арматуре и каковы требования к ней?
3. Каково устройство вентиля?
4. Какие конструктивные особенности крупных вентилях облегчают их открывание?
5. Как устроена задвижка с параллельными уплотнительными дисками?
6. Поясните устройство натяжного крана.
7. Как устроен кран с сальниковым уплотнением?
8. Каковы особенности самосмазывающихся кранов?
9. Где используются и каково устройство трехходовых кранов?
10. Укажите назначение, типы и места установки предохранительных клапанов.
11. Каковы назначение и устройство обратных клапанов?
12. Как устроен двухседельный регулирующий клапан?
13. Как устроены указатели уровня воды в барабане котла и каковы требования к ним?

Глава 18

ТРУБОПРОВОДЫ КОТЕЛЬНОЙ

18.1. Классификация трубопроводов

В котельном агрегате элементы, находящиеся под давлением рабочего вещества (вода, пар), соединены между собой, а также с другим оборудованием системой трубопроводов. Трубопроводы состоят из труб и соединительных деталей к ним, арматуры, служащей для управления и регулирования котельных агрегатов и вспомогательного оборудования — опор и подвесных креплений труб, тепловой изоляции, компенсаторов и отводов, предусмотренных для восприятия термических удлинений трубопроводов.

Таблица 18.1

Категории трубопроводов водяного пара и горячей воды

Категория трубопровода	Среда	Рабочие параметры среды	
		Температура, °С	Избыточное давление, МПа
Первая	Перегретый пар	Выше 580	Не ограничено
		540 ... 580	Не ограничено
		450 ... 540	Более 3,9
	Горячая вода	Выше 115	Более 8,0
	Насыщенный пар	—	
Вторая	Перегретый пар	350 ... 450	До 3,9
		До 350	2,2 ... 3,9
	Горячая вода	Выше 115	3,9 ... 8,0
	Насыщенный пар	—	
Третья	Перегретый пар	250 ... 350	До 2,2
		До 250	1,6 ... 2,2
	Горячая вода	Выше 115	1,6 ... 3,9
	Насыщенный пар	—	
Четвертая	Перегретый пар	115 ... 250	0,07 ... 1,6
	Насыщенный пар	—	
	Горячая вода	Выше 115	До 1,6

Трубопроводы разделяют по назначению на главные и вспомогательные. К главным трубопроводам относятся питательные трубопроводы и паропроводы насыщенного и перегретого пара, к вспомогательным — дренажные, продувочные, обдувочные трубопроводы и трубопроводы для отбора проб воды, пара и т.п.

По параметрам (давлению и температуре) трубопроводы делятся на четыре категории (табл. 18.1).

К трубопроводам и арматуре предъявляются следующие основные требования:

- все паропроводы для давления выше 0,07 МПа и трубопроводы для воды, работающие под давлением при температуре выше 115 °С, независимо от степени важности должны соответствовать правилам Госгортехнадзора России;
- должна быть обеспечена надежная работа трубопроводов, безопасная для обслуживающего персонала. Следует иметь в виду, что арматура и фланцевые соединения являются наименее надежными деталями, особенно при высоких температуре и давлении, поэтому для повышения надежности, а также для снижения стоимости оборудования следует уменьшать их использование;
- система трубопроводов должна быть простой, наглядной и обеспечивать возможность легкого и безопасного переключения во время эксплуатации;
- потеря давления рабочего тела и потеря теплоты в окружающую среду должны быть по возможности минимальными. С учетом этого необходимо выбирать диаметр трубопровода, конструкцию и размер арматуры, качество и тип изоляции.

18.2. Питательные трубопроводы

Схема питательных трубопроводов должна обеспечить полную надежность питания котлов водой в нормальных и аварийных условиях. Для питания паровых котлов паропроизводительностью до 40 т/ч допускается один питательный трубопровод; для котлов большей производительности необходимы два трубопровода, чтобы в случае выхода из строя одного из них можно было бы пользоваться вторым.

Питательные трубопроводы монтируются так, чтобы от любого насоса, имеющегося в котельной, можно было подавать воду в любой котельный агрегат как по одной, так и по другой питательной линии.

На питательных трубопроводах должны находиться запорные устройства перед насосом и за ним, а непосредственно перед котлом — обратный клапан и вентиль. Все вновь изготавливаемые паровые котлы паропроизводительностью от 2 т/ч и выше, а также

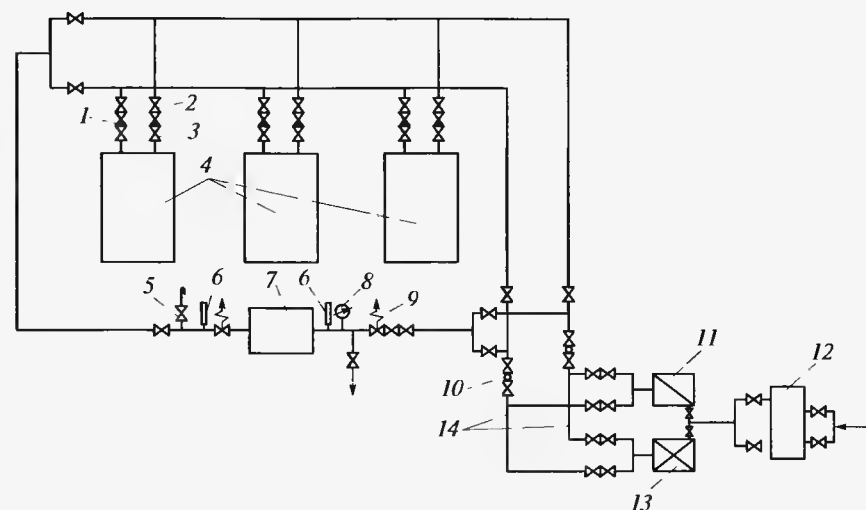


Рис. 18.1. Схема питательных трубопроводов с двойными магистралями:
1 — обратный клапан; 2, 3 — запорный и регулировочный вентили; 4 — котлы;
5 — воздушник; 6 — термометр; 7 — экономайзер; 8 — манометр; 9 — предохранительный клапан; 10 — расходомер; 11, 13 — центробежный и паровой насосы;
12 — бак питательной воды; 14 — питательные трубопроводы

котлы, находящиеся в эксплуатации, паропроизводительностью от 20 т/ч и выше должны быть оборудованы автоматическими регуляторами питания, управляемыми с рабочего места оператора котла.

На рис. 18.1 приведена схема питательных трубопроводов с двойными магистралями. Вода из бака 12 питательной воды центробежным насосом 11 с электрическим приводом подается в питательные магистрали (трубопроводы 14). На всасывающей и магистральных линиях насосов устанавливаются запорные устройства. От магистрали имеются два отвода воды к каждому из котлов. На отводах устанавливаются регулировочный вентиль 3, обратный клапан 1 и запорный вентиль 2. Обратный клапан пропускает воду только в котел 4. При движении воды в противоположном направлении обратный клапан закрывается, что препятствует выходу воды из котла. Запорный вентиль служит для отключения питательной линии от котла при ремонте линии или обратного клапана.

В работе обычно находятся обе магистрали. Одну из них в случае необходимости можно отключить, не нарушая нормального режима питания котлов.

Схема присоединения питательных трубопроводов к водогрейным котлам 1 приведена на рис. 18.2. В котельных с водогрейными

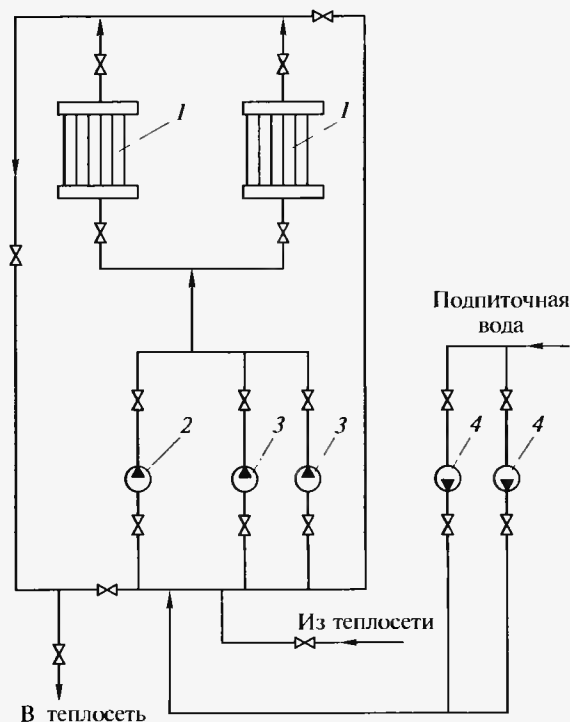


Рис. 18.2. Схема присоединения питательных трубопроводов к водогрейным котлам:

1 — водогрейный котел; 2 — резервный циркуляционный насос; 3 — основные циркуляционные насосы; 4 — подпиточные насосы

котлами для перемещения воды в них и в системе трубопровода применяют центробежные насосы (основные 3 и резервный 2) с электроприводом.

18.3. Паропроводы

Главные паропроводы, служащие для подачи насыщенного или перегретого пара от котельных агрегатов к потребителям, собирают по определенным схемам. На рис. 18.3, а показана схема с одинарной сборной магистралью. По этой схеме все котельные агрегаты и потребители пара подключены к общему (главному) паропроводу 2. При повреждении какого-либо участка на общем паропроводе устанавливают разделительные задвижки, позволяющие отключить поврежденный участок и соответственно присоединенные к нему котельные агрегаты и потребители пара.

Схема с двойной сборной магистралью показана на рис. 18.3, б. Паропроводы от каждого котла присоединены к двум главным

(магистральным) паропроводам 2 котельной, к которым присоединены и ответственные потребители пара 4. Обычно в работе находятся оба паропровода, что позволяет быстро отключить поврежденный паропровод, не нарушая нормальной работы котельной.

При этой схеме задвижки на главных паропроводах отсутствуют, их устанавливают на паропроводах от котельных агрегатов 1, идущих к потребителям. Ремонт любой из задвижек требует отключения только одного котельного агрегата или потребителя. Благодаря высокой надежности схема с двойной магистралью получила широкое распространение в производственно-отопительных котельных.

К вспомогательным паропроводам относятся дренажные трубопроводы, предназначенные для удаления конденсата из главных

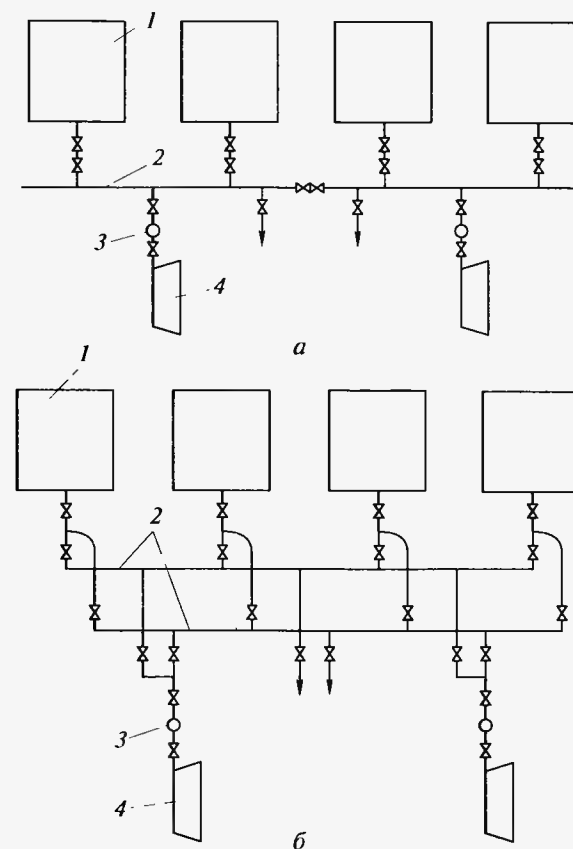


Рис. 18.3. Схемы паропроводов:

а — одинарная; б — двойная; 1 — котельный агрегат; 2 — главный паропровод; 3 — вододелитель; 4 — потребитель пара

паропроводов в периоды их охлаждения и прогрева. Конденсат удаляют из нижних точек каждого участка паропровода, отделенного задвижками, а затем отводят его в дренажные баки.

18.4. Дренажные трубопроводы

Дренажные трубопроводы предназначены для удаления конденсата из паропроводов. Конденсат в паропроводах накапливается в результате охлаждения пара. Наибольшее охлаждение пара происходит при прогреве и включении холодного паропровода. В это время и необходимо обеспечить усиленный отвод из него конденсата. В противном случае он может скопиться в трубопроводе в большом количестве. При скорости движения пара в паропроводе, для насыщенного пара равной примерно 20...40 м/с и для перегретого 60...80 м/с, частицы воды, находящиеся в нем, двигаясь вместе с паром на большой скорости, не могут так быстро менять свое направление движения, как пар (вследствие большой разности их плотностей), поэтому они стремятся двигаться по инерции прямолинейно. Но так как в паропроводе есть ряд колен и закруглений, задвижек и вентилялей, то вода при встрече с этими препятствиями ударяется о них, создавая гидравлические удары.

В зависимости от содержания воды в паре гидравлические удары могут быть настолько большой силы, что вызывают разрушение паропровода. Особенно опасно скопление воды в главных паропроводах, так как она может быть заброшена в паровую турбину и привести к аварии.

Во избежание таких явлений паропроводы снабжаются соответствующими дренажными устройствами, которые подразделяются на временные (пусковые) и постоянные (непрерывно действующие). Временное дренажное устройство служит для удаления конденсата из паропровода во время его прогрева и продувки. Такое дренажное устройство делается в виде самостоятельного трубопровода, который отключается при нормальной работе.

Постоянное дренажное устройство предназначено для непрерывного отвода конденсата из паропровода, находящегося под давлением пара, что осуществляется при помощи автоматических конденсатоотводчиков (конденсационных горшков).

Дренаж трубопровода выполняется в нижних точках каждого отключаемого задвижками участка паропровода и в нижних точках изгибов паропроводов. В верхних точках паропроводов должны быть установлены краны (воздушники) для отвода воздуха из трубопровода.

Для лучшего отвода конденсата горизонтальные участки трубопровода должны иметь уклон не менее 0,004 в сторону движения пара

Для продувки при прогреве паропровод снабжается штуцером с вентилем, а при давлении свыше 2,2 МПа — штуцером и двумя вентилями — запорным и регулировочным (дренажным).

Для паропровода насыщенного пара и тупиковых участков паропровода перегретого пара должен быть предусмотрен непрерывный отвод конденсата посредством автоматических конденсационных горшков.

На рис. 18.4 представлен конденсационный горшок с открытым поплавком. Принцип его работы основан на следующем. Поступающий в горшок конденсат по мере накопления в открытом поплавке 5 приводит к его затоплению. Связанный с поплавком шпинделем 6 игольчатый клапан 1 открывает отверстие в крышке горшка, и вода из поплавка через направляющую трубку 7 вытесняется через это отверстие наружу, после чего облегченный поплавок всплывает и игольчатый клапан закрывает отверстие. При эксплуатации следят за тем, чтобы клапан автоматического конденсатоотводчика не пропускать пар, так как это ведет к большим потерям теплоты.

Проверку нормальной работы конденсационного горшка выполняют путем периодического открывания крана 3 для спуска конденсата. Кроме того, работа конденсатоотводчика может оцениваться на слух: при нормальной работе внутри горшка слышится характерный шум, а в случае перекрытия клапанного отверстия накипью или окалиной, а также при заедании подвижных частей уровень шума в нем снижается или совершенно прекращается. Нормальную работу горшка можно определить и по нагреву дренажной трубы: если труба горячая, то горшок работает нормально.

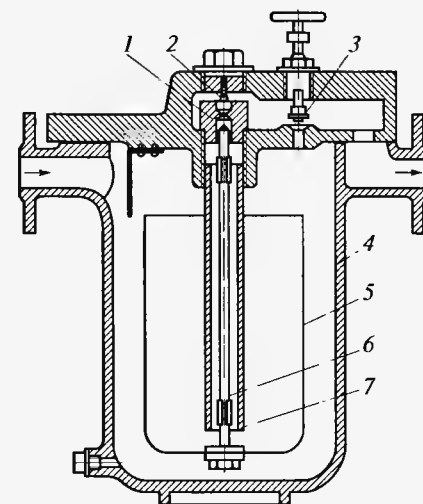


Рис. 18.4. Конденсационный горшок с открытым поплавком:

1 — игольчатый клапан; 2 — обратный клапан (часто отсутствует); 3 — вентиль (кран для спуска конденсата); 4 — корпус горшка; 5 — открытый поплавок; 6 — шпиндель поплавка; 7 — направляющая трубка

18.5. Опоры, подвески и компенсаторы

Опоры и подвески устанавливают на трубопроводах для восприятия массовых нагрузок трубопровода и протекающей по нему рабочей среды, арматуры, изоляции и других расположен-

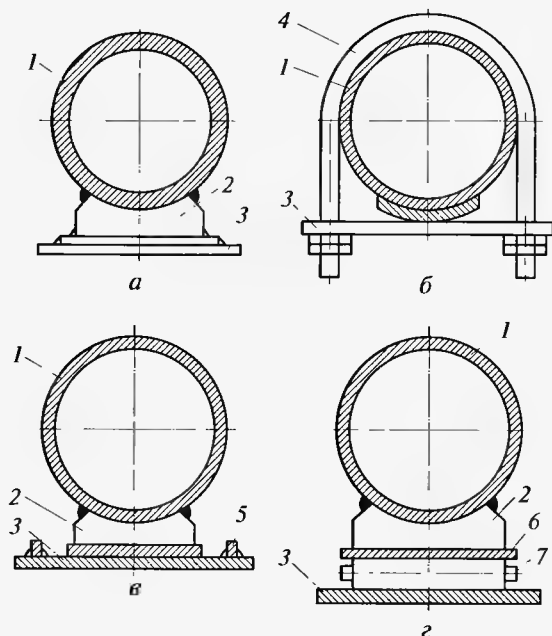


Рис. 18.5. Опоры:

a — неподвижная приварная; *б* — неподвижная хомутовая; *в* — подвижная скользящая; *г* — подвижная катковая; 1 — труба; 2 — ребра; 3 — опорная рама; 4 — хомут; 5 — ограничитель; 6 — пластина; 7 — каток

ных на нем устройств; нагрузок от деформации и удлинения трубопровода при нагреве, а также динамических нагрузок (вибрационных, ударных, в том числе сейсмических). Опоры могут быть неподвижными и подвижными.

Неподвижные опоры (рис. 18.5, *a*, *б*) воспринимают практически все перечисленные виды нагрузок. В зависимости от способа крепления трубопровода 1 к опорной раме 3 они выполняются приварными с помощью ребер 2 или закрепляются с помощью хомутов 4.

Подвижные опоры (рис. 18.5, *в*, *г*) воспринимают преимущественно массовые нагрузки и обеспечивают перемещение трубопроводов в осевом и боковых направлениях. По способу обеспечения перемещения различают опоры скользящие (см. рис. 18.5, *в*), которые подобны опорам на рис. 18.2, *a*, но без приварки ребер 2 к опорной раме 3, имеющей ограничители 5, и катковые (см. рис. 18.5, *г*). В катковых опорах ребра 2 приварены к промежуточной пластине 6, опирающейся на катки 7.

Подвески трубопроводов (рис. 18.6) выполняются с помощью тяг 3, соединяемых непосредственно с трубами 4 (рис. 18.6, *a*) или

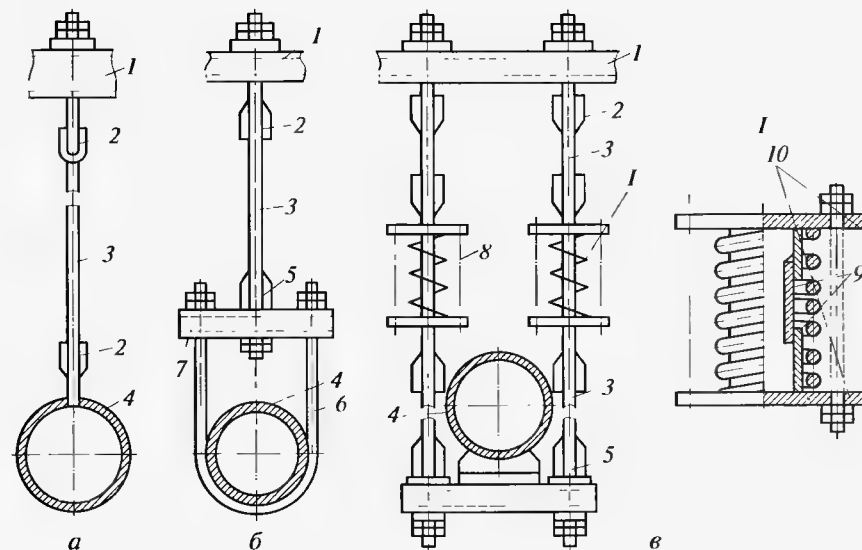


Рис. 18.6. Подвески:

a — тяговая; *б* — хомутовая; *в* — пружинная; 1 — опорная балка; 2, 5 — шарниры; 3 — тяга; 4 — труба; 6 — хомут; 7 — траверса; 8 — пружинная подвеска; 9 — стаканы; 10 — пластины

с траверсой 7, к которой на хомутах 6 подвешена труба (рис. 18.6, *б*), а также через пружинные блоки 8 (рис. 18.6, *в*). Шарнирные соединения 2 обеспечивают перемещения трубопроводов. Направляющие стаканы 9 пружинных блоков, приваренные к опорным пластинам 10, позволяют исключить поперечный прогиб пружин. Натяжение подвески обеспечивается с помощью гаек.

Компенсаторы используются по той причине, что при нагревании или охлаждении трубопроводов происходит изменение их длины, которое, в свою очередь, зависит от коэффициента ли-

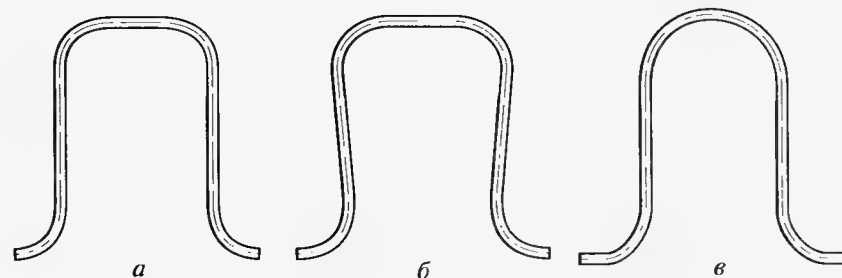


Рис. 18.7. Типы компенсаторов:

a — П-образный; *б* — лирообразный; *в* — лирообразный с прямыми участками

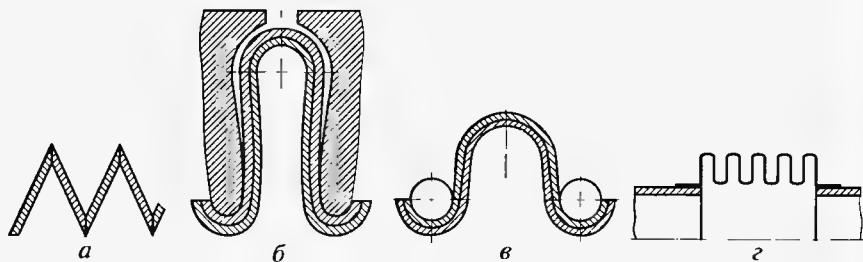


Рис. 18.8. Типы гофрированных компенсаторов:
а — линзовый; б, в — волнистый; г — сильфонный

нейного расширения материала трубопровода и температуры рабочего тела. Конструкция трубопроводов должна предусматривать возможность свободного их расширения при нагревании и сокращения при охлаждении. В противном случае в трубопроводе могут возникнуть недопустимые термические напряжения, которые приведут к разрыву трубопровода или расстройству фланцевых и сварных соединений.

Наиболее просто и надежно компенсация термических деформаций трубопровода достигается при выполнении самокомпенсирующихся трубопроводов, т.е. таких, в которых удлинение воспринимается изгибами или коленами. Для паропроводов и питательных линий обычно применяют гнутые компенсаторы (рис. 18.7), изготовленные из стальных цельнотянутых труб. Самокомпенсирующиеся трубопроводы наиболее распространены при высоких давлениях среды (не менее 6,4 МПа) и диаметрах труб до 0,4 м.

При меньших давлениях среды и для больших диаметров трубопроводов применяют гофрированные компенсаторы — устройства, основным элементом которых является обечайка изогнутой формы (рис. 18.8).

18.6. Тепловая изоляция трубопроводов

Для уменьшения потерь теплоты горячими поверхностями трубопроводов и арматуры в окружающую среду применяют тепловую изоляцию — мастичную или сборную из штучных изделий (плит, скорлуп, сегментов и автоклавного пенобетона). В качестве изоляционных материалов используют пеностекло, асбоцемент, минеральную вату, пенобетон и др.

Тепловая изоляция состоит из теплоизоляционного, покровного и отделочного слоев.

Мастичная изоляция выполняется путем нанесения на горячие поверхности теплоизоляционного материала, разведенного в воде

до необходимой густоты. Мастика наносится слоями по мере просыхания. Для крепления изоляции на поверхности применяется каркас из обычной мягкой стальной проволоки, проволочной сетки, либо из тонкой листовой стали и т.п. Для предохранения от внешних механических повреждений и от увлажнения изоляцию защищают снаружи штукатурным слоем толщиной 10...20 мм, далее оклеивают мешковиной или хлопчатобумажной тканью, которую затем окрашивают масляной краской.

Мастичный способ изоляции весьма трудоемкий. В настоящее время получили широкое распространение готовые теплоизоляционные конструкции (скорлупы, сегменты), которые позволяют значительно ускорить и удешевить изоляцию трубопроводов. Для крепления деталей изоляции используют железные кольца.

При эксплуатации тепловой изоляции необходим систематический контроль за ее состоянием с целью выявления и немедленного устранения повреждений. Наружная температура изолированных трубопроводов не должна превышать 45 °С.

Контрольные вопросы

1. Какие трубопроводы относят к главным и какие к вспомогательным?
2. На какие категории и по каким признакам подразделяются трубопроводы?
3. Какое оборудование и какая арматура устанавливаются на питательных трубопроводах, изображенных на рис. 18.1?
4. Укажите назначение дренажных трубопроводов.
5. Каковы устройство и назначение конденсационных горшков?
6. Перечислите основные типы компенсаторов температурных удлинений трубопроводов.
7. Каким образом выполняется тепловая изоляция трубопроводов?

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В КОТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКЕ

19.1. Металлы и сплавы

Металлы для котлостроения регламентированы правилами Госгортехнадзора России, в основе которых лежит большой опыт эксплуатации котельных установок. По определению металлы — это простые вещества, определяющими признаками которых являются такие деформационные свойства, как ковкость, способность к вытягиванию в нить и провод, свариванию. Металлы хорошо проводят теплоту и электрический ток. Примерно 80 химических элементов обладают такими свойствами и относятся к классу металлов. Однако чистые металлы из-за недостаточных механических свойств в технике почти не используются, большая часть металлов используется в виде сплавов.

Сплав — это однородные системы из двух и более химических элементов, обладающие характерными металлическими свойствами. В состав сплавов входят металлические и неметаллические элементы. Все сплавы, кроме сплавов железа, называются цветными. Сплавы железа с углеродом и другими химическими элементами образуют группу черных сплавов, из которых наиболее распространенными являются сталь и чугун. Сталью называют сплавы железа с углеродом при содержании последнего менее 2 %. По химическому составу стали подразделяют на углеродистые и легированные.

Углеродистые нелегированные стали наряду с железом и углеродом содержат марганец (до 1 %) и кремний (до 0,4 %), а также вредные примеси — серу и фосфор. В зависимости от содержания вредных примесей, способа выплавки и степени однородности свойств углеродистые стали подразделяются на стали обыкновенного качества и качественные конструкционные. В настоящее время приняты обозначения марок стали, примерно характеризующие ее состав. Так, например, сталь 45 — сталь углеродистая качественная конструкционная с содержанием 0,45 % С, а для углеродистых сталей обыкновенного качества используют обозначения МСт1, МСт2 и т.д. Для углеродистых качественных сталей в написании марки приводится среднее содержание углерода в сотых долях процента (например, 08, 10, 15, 20, 45 и т.д.). Узкоспециализированные углеродистые качественные стали имеют аналогичные обозначения и отличаются добавлением буквы, например, «К» после цифр в марке 10К, 15К, 20К и т.д.

Для легированных сталей (в их состав помимо указанных компонентов входят легирующие элементы — хром, никель, молибден, вольфрам, ванадий, титан и др.) марки обозначаются буквами, соответствующими легирующим элементам. Если содержание легирующего элемента в стали более 1 %, то в марке это указывается цифрами после буквы. Для обозначения легирующих элементов используют следующие буквы русского алфавита: азот — А (не в конце марки); алюминий — Ю; бор — Р; ванадий — Ф; вольфрам — В; кобальт — К; кремний — С; марганец — Г; медь — Д; молибден — М; никель — Н; ниобий — Б; титан — Т; хром — Х. Буква «А» в конце обозначения марки означает, что сталь высококачественная (в первую очередь в связи с более низким допустимым содержанием серы и фосфора).

Легированные стали в зависимости от суммарного содержания легирующих элементов (ЛЭ) подразделяются на следующие подклассы:

- низколегированные (до 3,5...4 % ЛЭ);
- среднелегированные (4...10 % ЛЭ);
- высоколегированные (более 10 % ЛЭ).

С увеличением содержания углерода в стали возрастает ее прочность и снижается пластичность. Введение в сталь марганца и кремния повышает ее прочность. Фосфор и сера являются вредными примесями, так как способствуют возникновению хрупкости при эксплуатации стали, поэтому содержание каждого из этих элементов не должно превышать 0,045 %.

Углеродистые стали марок 15К, 20К, 25К, 10 и 20, применяемые для изготовления барабанов котлов, труб поверхностей нагрева и трубопроводов для воды и пара при давлении до 6 МПа и температуре металла труб менее 500 °С, в зависимости от марки стали и ее назначения содержат 0,08...0,16 % углерода, 0,35...0,8 % марганца, 0,15...0,37 % кремния, серы и фосфора в сумме не более 0,09 %.

Из низколегированных сталей наиболее распространены молибденовые и хромомолибденовые стали. В них содержится 0,5 % Мо и 1 % Сг, и эти стали обладают высокими технологическими свойствами: высокой деформационной способностью, хорошей свариваемостью, легко поддаются термической обработке.

К важнейшим свойствам сплавов, используемых в теплоэнергетике, относятся жаростойкость (при взаимодействии с воздухом или другой газовой окислительной средой — жароупорность, или окалиностойкость, т.е. свойство противостоять при высоких температурах химическому воздействию, например окислению) и жаропрочность (способность выдерживать механические нагрузки при высоких температурах без разрушения).

Повышение жаростойкости стали достигается увеличением содержания хрома (около 2 %). Поэтому хромомолибденокремнистые стали могут быть использованы до рабочей температуры 580 °С.

Основным требованием, предъявляемым к сталям, идущим на изготовление деталей, работающих в зоне высокой температуры при недостаточном охлаждении (крепления, подвески, обдувочные устройства и т.д.), является их жаропрочность. Высокой жаропрочностью обладают стали с высоким содержанием хрома, например стали марок X17 (17 % Cr), X27 (27 % Cr).

Детали, работающие под нагрузкой при температуре 800... 1000 °С, изготавливают из хромоникелевых сталей аустенитного класса.

Легированные стали применяются для изготовления барабанов, труб поверхностей нагрева и паропроводов котлов высокого давления при температурах металла 475... 570 °С (марки 16М, 12МХ, 12МХФ, 15ХМ, 12Х1МФ).

Из легированных сталей аустенитного класса изготавливаются трубы последних ступеней и коллекторов пароперегревателей, работающие в наиболее тяжелых условиях.

Сплавы железа, содержащие 2... 6 % С (обычно 3... 4 %), называются чугунами. Кроме углерода в чугуне содержится некоторое количество марганца, кремния, серы и фосфора. Чугун в зависимости от структуры бывает серый, белый и половинчатый. В сером чугуне почти весь углерод находится в структурно-свободном состоянии в виде пластинчатого графита (чугун имеет серый излом). В белом чугуне углерод химически связан в цементите Fe_3C (излом чугуна матово-белого цвета). В половинчатом чугуне углерод находится частично в свободном состоянии в виде графита, а частично в виде цементита. При отжиге белого чугуна образуется хлопьевидный графит, благодаря которому чугун приобретает свойства высоких прочности и пластичности. Такой чугун называют ковким.

В зависимости от физико-химических и специальных свойств чугун бывает жаростойким (жароупорным), высокопрочным и жаропрочным.

Для серого чугуна определяют пределы прочности при растяжении и изгибе. Так, например, чугун серый СЧ-12-28 имеет сопротивление разрыву не менее 117,6 МН/м² (12 кгс/мм²)¹ и предел прочности при изгибе не менее 274 МН/м². Сопротивление разрыву серых чугунов разных марок находится в пределах 117,6... 313,6 МН/м², предел прочности — 274... 510 МН/м².

Ковкие чугуны КЧ имеют предел прочности при разрыве выше 294 МН/м² и относительное удлинение при растяжении до 6 %. Для высокопрочных чугунов ВЧ предел прочности при разрыве — до 392 МН/м² и относительное удлинение при растяжении до 10 %.

Для котельного литья используются чугуны, содержащие 2... 2,5 % Si, 0,6... 1,0 % Mn, 0,2 % P, 0,06 % S.

Жаростойкие чугуны содержат 1,6... 2,4 % С, 5... 10 % Si, 0,5... 0,7 % P, до 0,1 % S. Они используются для изготовления дета-

лей механизированных топок, работающих при температурах до 850... 930 °С.

Из чугуна изготавливают поверхности нагрева котлов конструкции ВНИИСТО, «Универсал», «Тула» и т.д., колосниковые решетки, лазы, люки, клапаны, гляделки, водяные экономайзеры, воздушные подогреватели, запорную и регулируемую арматуру и т.д.

Из цветных металлов, используемых для изготовления деталей арматуры и в системах автоматики, наибольшее распространение получили:

- алюминий — электрические провода, детали автоматики;
- медь — электрические провода, импульсные линии датчиков автоматики;
- бронза (сплав меди с оловом, алюминием, свинцом, кремнием, бериллием) — детали арматуры;
- латунь (сплав меди с цинком с добавками алюминия, марганца, олова, свинца и т.д.) — детали арматуры, импульсные линии датчиков, трубы водонагревателей и т.д.

19.2. Огнеупорные и теплоизоляционные материалы

Для облицовки котельных агрегатов применяются кирпич красный, различные огнеупорные материалы и теплоизоляционные материалы.

Кирпич красный изготавливается из смеси коалиновой глины (Al_2O_3) и песка (SiO_2) путем обжига заготовок при высокой температуре. Обыкновенный красный кирпич изготавливается размером 250 × 120 × 65 мм и применяется для кладки фундаментов, бортов, наружных стен обмуровки, сводов и других элементов, подверженных действию температуры не выше 700 °С.

Кладка из красного кирпича ведется на глиняном растворе, который готовят из красной глины и обыкновенного песка. Глина, употребляемая для раствора, не должна содержать посторонних примесей; перед приготовлением раствора ее тщательно размачивают, чтобы получить однородный раствор без комков.

При выполнении наружной обмуровки стен из красного кирпича применяются также и сложные растворы, имеющие состав цемент: известь: песок = 1:1:6. Цементные растворы применяются для кладки в сырых местах при низких температурах (до 200 °С).

Кирпич тугоплавкий (типа гжельского) применяется для кладки бортов, дымовых труб и других элементов, подверженных действию температур до 1000 °С.

К огнеупорным материалам, используемым для кладки котлов, относятся шамотный кирпич, высокоглиноземистые и хромитовые огнеупоры, огнеупорный шамотобетон. К основным контро-

¹ 1 кгс/мм² = 9,8 МН/м².

лируемым свойствам огнеупоров относят: огнеупорность, термическую стойкость, шлакоустойчивость, а также плотность структуры, газопроницаемость, теплопроводность.

Огнеупорность характеризуется температурой размягчения, при которой происходит деформация образца без нагрузки, а также температурой начала деформации при нагрузке, создающей напряжение сжатию $0,2 \text{ МН/м}^2$ (2 кг/см^2).

Термическая стойкость определяется изменением механической прочности огнеупора при температурных напряжениях, возникающих при сменах нагрева и охлаждения.

Шлакоустойчивость характеризуется потерей массы огнеупора под действием высокотемпературной газовой среды и шлака.

Шамотный кирпич и шамотные изделия получили наибольшее применение в качестве огнеупорного материала для котельных агрегатов. Они применяются для футеровки топочной камеры и газоходов в местах действия высоких (до 1400°C) температур.

Шамотный кирпич изготавливается из огнеупорной глины, состоящей из 50...65 % кремнезема (SiO_2), 30...45 % глинозема (Al_2O_3) при суммарном содержании до 5 % извести (CaO), магнезии (MgO) и диоксида титана (TiO_2). С увеличением доли Al_2O_3 качество шамота улучшается.

По огнеупорности шамотный кирпич подразделяется на три класса: А — огнеупорность 1730°C ; Б — 1670°C ; В — 1580°C .

Высокоглиноземистые огнеупоры изготавливаются из высокоглиноземистого сырья на глинистой связке; при обжиге в топке происходит спекание материала. В зависимости от вида изделия содержание Al_2O_3 может составлять 45...75 %. Соответственно содержанию Al_2O_3 огнеупорность материалов изменяется в пределах $1750\ldots 2000^\circ\text{C}$. Высокоглиноземистые материалы обладают высокой термостойкостью, шлакоустойчивостью и высокой сопротивляемостью деформации под нагрузкой. Этот вид огнеупоров широко применяется в качестве защитных обмазок футеровки топок для уменьшения их износа.

Хромитовые огнеупоры изготавливаются из минерала — хромита с добавкой огнеупорной глины и растворимого (жидкого) стекла. Они отличаются хорошей шлакоустойчивостью; их огнеупорность составляет $1800\ldots 2000^\circ\text{C}$. Хромитовые огнеупоры применяют в качестве защитных обмазок для покрытия шиповых экранов в топках с жидким шлакоудалением, а также для устройства зажигательных поясов.

Огнеупорный шамотобетон используют для изготовления огнеупорных плит обмуровки стен, а также подвесных сводов. Он имеет следующий состав: 80 % отходов шамота класса Б с крупностью частиц не более 15 мм, 20 % глиноземистого цемента марки не ниже 400.

Изоляционные термостойкие материалы отличаются малыми плотностью и теплопроводностью. К их числу относится кирпич диатомитовый — применяется для изоляции горячих частей котельного агрегата, работающих при температурах до 900°C .

Для изоляции горячих поверхностей трубопроводов, арматуры, газозащитных проводов, аппаратуры и т. п. применяются легковесные изоляционные материалы: асбест, асбослюда, пенодиатомит, диатомитовый кирпич, стекло и шлаковата, совелит и др. Асбест применяется в виде асбестового волокна, листа или шнура и используется при рабочих температурах до 500°C . Наряду с асбестом применяют асбозурит (70 % диатомита и 30 % асбеста), асботермит (70 % шиферных отходов, 15 % диатомита и 15 % асбеста), асбослюда (смесь, состоящую из 20 % диатомита, 40 % трепела, 20 % шиферных отходов, 20 % асбеста). Асбозурит, асботермит, асбослюда используют для изоляции горячих поверхностей, работающих до 500°C . Применяют также совелит — смесь доломита (85 %) и асбеста (15 %) (рабочие температуры до 450°C). Пенодиатомитовый кирпич используется до 800°C . Шлаковая вата, получаемая из доменного шлака путем его продувки и быстрого охлаждения, применяется для изоляции горячих поверхностей с температурой до 700°C .

19.3. Прокладочные и набивочные материалы

Прокладочные материалы используются при монтаже арматуры для уплотнения фланцевых соединений. Обеспечивая высокую плотность фланцевых соединений, прокладочные материалы должны одновременно иметь хорошие пластичность, прочность (чтобы воспринимать внутреннее давление), а также быть устойчивыми в условиях высоких температур и разъедающего действия рабочей среды.

В качестве прокладочных материалов используют асбест, резину техническую листовую, паранит, картон прокладочный.

Асбест — волокнистый материал, содержащий кремнезем (42...59 %), оксид магния (20...41 %), небольшую долю оксидов кальция и железа, а также воду (1...40 %). Для асбеста характерны высокие огнестойкость, теплоизоляционные свойства и хорошая механическая прочность.

Асбест используется для соединения секций чугунных котлов при уплотнении ниппелей, взрывных предохранительных клапанов, сальников арматуры и др.

Резина техническая листовая используется для изготовления прокладок между фланцами водопровода, газопровода, между секциями радиаторов.

Паранит — прокладочный материал на основе асбеста, резины и наполнителей, используется в виде листов толщиной 0,4...6 мм,

выдерживает давление до 5 МПа (50 кгс/см²) и температуру до 450 °С. Его используют для уплотнения фланцевых соединений паропроводов, водопроводов горячей воды и газопроводов среднего и высокого давления.

Картон прокладочный изготавливается в листах и рулонах. Пропитанный картон марки А имеет толщину 0,2... 1,5 мм, непропитанный марки Б — 0,3... 1,5 мм. Картон используют для прокладок на водопроводах холодной воды. Перед установкой между фланцами прокладки смачиваются водой и провариваются в масле.

Набивочные материалы — различные сальниковые набивки и мастики, которые служат для предотвращения выхода пара или жидкости через зазоры сальников.

Сальниковые материалы должны иметь низкий коэффициент трения, высокую устойчивость против износа при высоких температурах.

Сальниковые набивки выполняются в виде плетеного шнура из хлопчатобумажной, льняной или конопляной пряжи, а также асбестового шнура, пропитанных антифрикционной мастикой.

Контрольные вопросы

1. Какие стали применяются в котлостроении и по какому принципу они маркируются?
2. Для изготовления каких элементов котельного агрегата применяют чугун?
3. Для изготовления каких деталей используют цветные металлы?
4. Назовите основные огнеупорные материалы, применяемые в котлостроении.
5. Какими основными свойствами должны обладать огнеупорные материалы?
6. Из каких материалов выполняются защитные обмазки и зажигательные пояса?
7. Назовите основные теплоизоляционные материалы, применяемые в котлостроении.
8. Какие прокладочные материалы используются для уплотнения фланцевых соединений?
9. Из каких материалов выполняются сальниковые набивки?

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

20.1. Общие сведения. Виды измерений.

Погрешность измерения. Класс точности прибора

В процессе работы котельных агрегатов необходимо выполнение измерений ряда показателей, таких как температура, давление, расход и уровень воды в барабане, состав газов и т.д.

Для указанных измерений применяются разного рода приборы, действие которых основано на использовании тех или иных физических или химических свойств веществ. Измерение физических величин не может быть абсолютно точным по ряду объективных причин, в частности из-за несовершенства измерительных приборов, методов измерений, индивидуальных свойств наблюдателя и др. Ошибки, связанные с указанными причинами, называются погрешностью измерения. Различают следующие погрешности измерения.

Абсолютная погрешность — разность показаний прибора и действительного значения измеряемой величины.

Относительная погрешность — отношение абсолютной погрешности к действительному значению. Относительная погрешность выражается в процентах.

Погрешность измерения, зависящая от свойств и состояния измерительного прибора при нормальных условиях его работы, называется основной (инструментальной) погрешностью, а все остальные погрешности называются дополнительными.

Любой, даже новый прибор обладает основной погрешностью измерения, величина которой зависит от его назначения, устройства и качества изготовления. С течением времени основная погрешность прибора обычно возрастает за счет появления остаточных деформаций пружин, износа трущихся частей, загрязнения или повреждения измерительного механизма и т.д. Вследствие этих причин требуется периодически контролировать работу прибора и при необходимости ремонтировать его.

Дополнительные погрешности возникают из-за неправильной установки приборов, влияния вибрации, температуры, влажности и т.д.

Для всех приборов в зависимости от их назначения, качества и предела измерения нормами устанавливаются допустимые основ-

ные погрешности, которые характеризуют наибольшее возможное (предельное) отклонение показаний прибора от действительного значения в обе стороны (увеличения и уменьшения).

Если при проверке прибора основная погрешность в любой точке его шкалы или в рабочей ее части не превышает допустимой, то прибор признается годным к применению. В противном случае он должен быть подвергнут ремонту или переградуировке.

Приведенная основная погрешность прибора P , %, определяемая в зависимости от абсолютной основной погрешности A , выражается в процентах диапазона шкалы по равенству

$$P = \pm \frac{A}{A_v - A_n} 100,$$

где A_v и A_n — верхнее и нижнее предельные значения шкалы прибора соответственно.

По величине приведенной основной погрешности приборы подразделяют на разные классы точности, условное обозначение которых соответствует размеру приведенной основной погрешности. Так, например, приборы, приведенные основные погрешности которых равны $\pm 0,6$ и $\pm 1,6$ %, относят соответственно к классу точности 0,6 и 1,6.

Согласно существующим нормам теплотехнические измерительные приборы подразделены на следующие классы точности: 0,06; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5 и 4. Класс точности обычно указывается на циферблате прибора.

20.2. Приборы для измерения температуры

Температура является мерой теплового состояния вещества, т.е. степенью его нагрева.

Измерить температуру любого тела непосредственно, т.е. так, как измеряют такие физические величины, как, например, длина, масса, объем, не представляется возможным — в природе не существует эталона или образца единицы этой величины. Определение температуры вещества проводят путем сравнения посредством наблюдения за изменением физических свойств другого, так называемого термометрического вещества, которое при соприкосновении с нагретым телом вступает с ним через некоторое время в тепловое равновесие.

Такой метод не дает абсолютного значения температуры нагретой среды, а указывает лишь разность температур относительно исходной температуры термометрического вещества, условно принятой за ноль.

При изменении в процессе нагревания внутренней энергии вещества меняются практически все его физические свойства, но

для измерения температуры выбираются те из них, которые однозначно меняются с изменением температуры, не подвержены влиянию других факторов, сравнительно легко поддаются точному измерению. Этим требованиям наиболее полно соответствуют такие свойства рабочих веществ, как объемное расширение, изменение давления в замкнутом объеме, изменение электрического сопротивления, возникновение термоэлектродвижущей силы и интенси́вность излучения. Именно эти свойства и положены в основу устройства приборов для измерения температуры.

Термометры расширения. Работа термометров расширения основана на свойстве тел изменять объем, а следовательно, и линейные размеры в результате изменения температуры.

В жидкостных стеклянных термометрах в качестве рабочего вещества применяют ртуть и органические жидкости — этиловый спирт, толуол, пентан и др.

Наиболее широкое распространение получили ртутные стеклянные термометры. При нормальном абсолютном давлении ртуть находится в жидком состоянии при температурах от -39 (точка замерзания) до $+357$ °С (точка кипения). Стеклянные термометры с органическими заполнителями пригодны для измерения температур в пределах $-190 \dots +100$ °С.

Верхний предел измерения ртутных термометров, ограничиваемый температурой размягчения стеклянной оболочки термометра, достигается при помощи искусственного повышения точки кипения ртути. С этой целью у термометров для измерения высоких температур до 500 °С и выше пространство капилляра над ртутью заполняется инертным газом (азотом) при давлении свыше 2 МПа (20 кгс/см²).

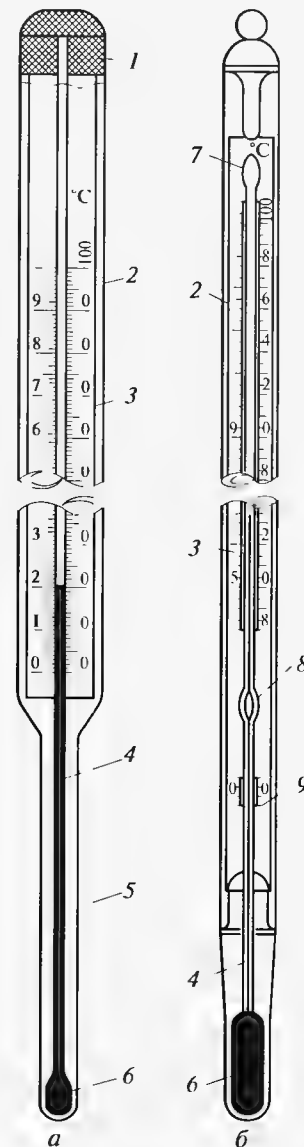


Рис. 20.1. Типы ртутных термометров:

a — технический с вложенной шкалой; *б* — лабораторный палочный с безнулевой шкалой; 1 — пробка, залитая гипсом; 2 — оболочка; 3 — шкала; 4 — капилляр; 5 — нижняя часть термометра; 6 — резервуар; 7, 8 — расширения капилляра; 9 — дополнительная шкала

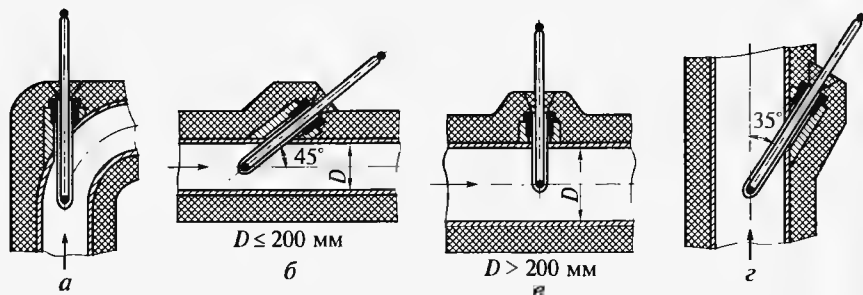


Рис. 20.2. Варианты установки ртутного термометра в защитной гильзе: а — вдоль оси трубопровода; б — наклонно к оси горизонтального трубопровода; в — нормально к оси горизонтального трубопровода; г — на вертикальном трубопроводе; D — диаметр трубопровода

Изготавливают два типа ртутных стеклянных термометров (рис. 20.1): с вложенной шкалой и палочные. Термометр технический с вложенной шкалой имеет заполненный ртутью резервуар 6, капилляр 4, шкалу 3, выполненную из стеклянной пластинки молочного цвета, и наружную цилиндрическую оболочку 2, в которой укреплены капилляр и шкала.

Лабораторный палочный термометр состоит из резервуара 6, соединенного с толстостенным капилляром 4, имеющим наружный диаметр 6...8 мм. Шкала термометра нанесена непосредственно на наружной поверхности капилляра в виде насечки по стеклу.

Точность показаний ртутного термометра, как и любого измерительного прибора, определяющего температуру, зависит от способа его установки. Неправильная установка прибора, приводящая к большой утечке теплоты в окружающую среду, может привести к занижению его показаний на 10...15 %.

Применяются два способа установки ртутных термометров: в защитных гильзах и без них, т.е. путем непосредственного погружения термометра в измеряемую среду.

Наиболее распространенным способом является установка термометра в защитной гильзе (рис. 20.2), предохраняющей его от поломки.

Манометрические термометры. Действие манометрических термометров основано на изменении давления жидкости, газа или пара в замкнутом объеме в зависимости от температуры. Указанные термометры являются техническими показывающими или самопишущими приборами и предназначены для измерения температуры в пределах от -150 до $+600$ °С. Класс точности их 1—2,5.

Схема манометрического термометра показана на рис. 20.3. Замкнутая система прибора, заполненная рабочим веществом, состоит из термобаллона 5, погружаемого в измеряемую среду, трубчатой

той (манометрической) пружины 2, воздействующей посредством тяги 1 на стрелку или перо прибора, и капиллярной трубки 3, соединяющей пружину с термобаллоном.

Термобаллон выполняется из стальной или латунной трубки, с одного конца закрытой, а с другого соединенной с капилляром посредством объемного штуцера 4 с сальниковым уплотнением и резьбой. Термобаллон устанавливается в трубопроводах, баках и т.п.

При нагреве термобаллона увеличение в нем давления рабочего вещества передается через капилляр трубчатой пружине и вызывает ее перемещение. Соединительный капилляр изготавливается из медной или стальной трубки с внутренним диаметром 0,2...0,4 мм и толщиной стенки 0,5...2 мм. Снаружи капилляр защищен металлической оплеткой. Длина капилляра достигает 60 м.

Газовые манометрические термометры заполняются азотом. Для заполнения жидкостных манометрических термометров применяют ртуть, ксилол, толуол при начальном давлении 1,5...2 МПа ($15...20$ кгс/см²).

В парожидкостных манометрических термометрах рабочим веществом служат низкокипящие органические жидкости: хлористый метил, ацетон, бензол и др.

Термометры сопротивления. Для измерения температуры широкое применение получили термометры сопротивления, основанные на изменении электрического сопротивления металлических проводников в зависимости от температуры. Электрическое сопротивление металлов при нагревании растет, следовательно, зная зависимость сопротивления проводника от температуры и определяя это сопротивление при помощи электроизмерительного прибора, можно судить о величине температуры проводника.

Термометры сопротивления применяются для измерения температуры в диапазоне от -260 до $+750$ °С (в отдельных случаях до 1000 °С).

Достоинствами термометров сопротивления являются высокая точность измерения, легкость осуществления автоматической записи и дистанционной передачи показателей, возможность при-

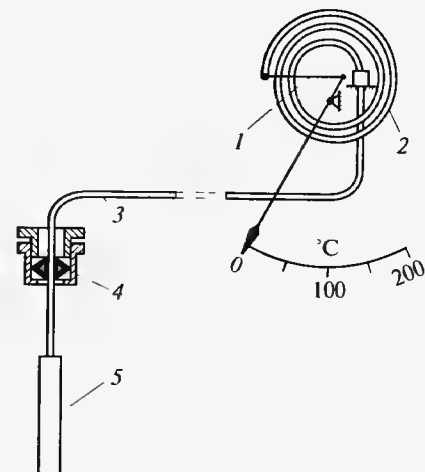


Рис. 20.3. Схема манометрического термометра:

1 — тяга; 2 — трубчатая пружина; 3 — капиллярная трубка; 4 — штуцер с сальниковым уплотнением; 5 — термобаллон

соединения к одному вторичному прибору при помощи переключателя нескольких однотипных термометров.

Термометр сопротивления выполняется из тонкой металлической проволоки, намотанной на каркас из электроизоляционного материала (слюда, кварца, пластмассы) и помещенной в металлический защитный чехол с головкой для подключения соединительных проводов.

В качестве вторичных приборов, работающих с термометрами сопротивления, применяются уравновешенные и неуравновешенные измерительные мосты и логометры.

Стандартные технические термометры сопротивления имеют следующие условные обозначения: платиновые — ТСП, медные — ТСМ.

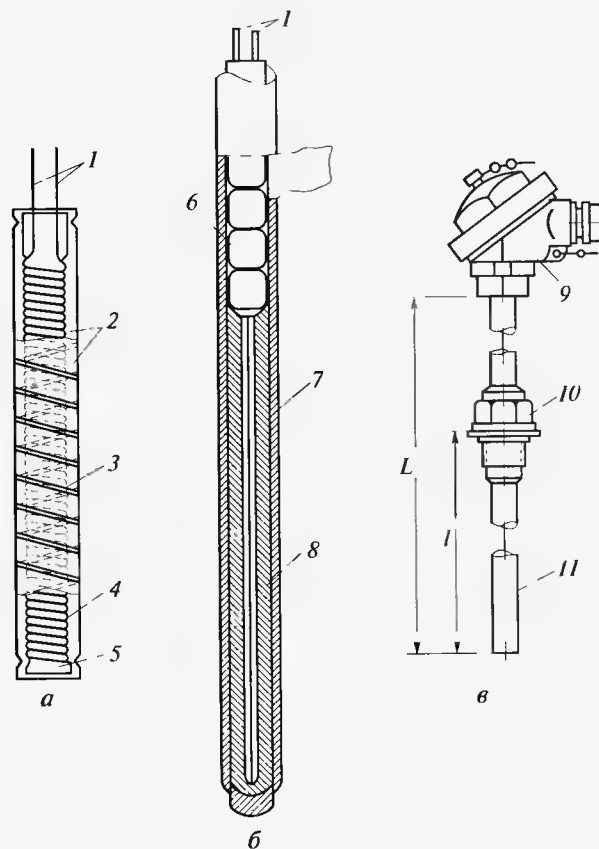


Рис. 20.4. Платиновый термометр сопротивления типа ТСП-I:

a — чувствительный элемент; *б* — внутренняя арматура; *в* — защитная арматура; 1 — выводы; 2 — накладки; 3 — серебряная лента; 4 — платиновая проволока; 5 — каркас из слюдяной пластинки; 6 — фарфоровые бусы; 7 — оболочка; 8 — вкладыш; 9 — головка; 10 — штуцер; 11 — защитный чехол

Устройство платинового термометра сопротивления приведено на рис. 20.4. На каркасе из слюдяной пластинки 5, имеющей по бокам зубчатую насечку, намотана платиновая проволока 4 диаметром 0,07 мм и длиной около 2 м. К концам платиновой обмотки припаяны два вывода 1 из серебряной проволоки диаметром 1 мм, присоединенные к латунным зажимам в головке 9 термометра. Слюда́ная пластинка с обмоткой изолирована с двух сторон более широкими слюдяными накладками 2 и связана с ними в общий пакет серебряной лентой 3.

Образованный таким образом чувствительный элемент термометра вставлен в плоский алюминиевый вкладыш и вместе с ним заключен в трубчатую оболочку 7 из алюминия. Серебряные выводы изолированы фарфоровыми бусами 6. Оболочка с чувствительным элементом помещена в стальной защитный чехол 11 с приваренным к нему штуцером 10, предназначенным для установки термометра в трубопроводах и резервуарах. В верхней части защитного чехла закреплена алюминиевая головка 9, внутри которой помещен бакелитовый вкладыш с двумя зажимами для присоединения внешних соединительных проводов.

Термоэлектрические пирометры. Действие термоэлектрических пирометров заключается в том, что в замкнутом контуре, состоящем из двух разнородных проводников, образующих так называемую термопару, непрерывно течет электрический ток, если места спаев этих проводников имеют разную температуру.

Термоэлектрический пирометр (рис. 20.5) состоит из термопары (термоэлектроды *A* и *B*) и подключенного к ней соединительными проводами *C* вторичного электроизмерительного прибора ЭП. Величина термоэлектродвижущей силы (ТЭДС), развиваемой термопарой, зависит от материала термоэлектродов, а также от температуры рабочего 3 и свободных 1, 2 концов термопары.

В качестве термоэлектродных материалов для изготовления термопар применяются, главным образом, чистые металлы и их сплавы, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

1) обеспечение при измерениях сравнительно больших ТЭДС;

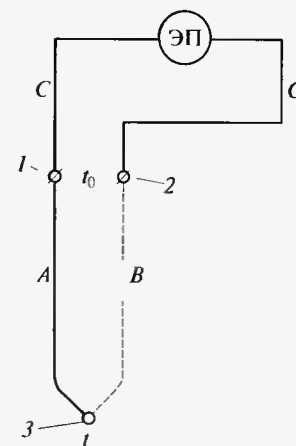


Рис. 20.5. Схема термоэлектрического пирометра:

1, 2 — свободные (холодные) концы термопары; 3 — рабочий конец термопары (горячий спай); *A*, *B* — термоэлектроды; *C* — соединительные провода; ЭП — вторичный электроизмерительный прибор; t_0 — температура холодных концов термопары; t — температура горячего спаия

Таблица 20.1

Пределы измерения температур термопарами

Наименование термопары	Тип	Градуйровка	Пределы измерения температур при длительном измерении, °C
Платинородий-платиновая (10 % родия)	ТПП	ПП-1	-20...+1300
Платинородиевая (30 и 6 % родия)	ТПР	ПР-30/6	+300...1600
Хромель-алюмелевая	ТХА	ХА	-50...+1000
Хромель-копелевая	ТХК	ХК	-50...+600

2) постоянство термоэлектрических свойств независимо от изменения со временем внутренней структуры и загрязнения поверхности;

3) устойчивость против действия высоких температур, окисления;

4) хорошая электропроводность;

5) однозначная и по возможности линейная зависимость ТЭДС от температуры;

6) однородность и постоянство состава материала термоэлектродов для обеспечения взаимозаменяемости термопар.

Наибольшее распространение для промышленных термопар получили материалы: платина, платинородий, хромель, алюмель, копель.

В табл. 20.1 приведены некоторые характеристики наиболее распространенных термопар.

Термопары из драгоценных металлов и сплавов ТПП и ТПР применяются главным образом для измерения высокой температуры (выше 1000 °C), так как они обладают большой термостойкостью. Термопары ТХА и ТХК применяются для измерения температуры до 1000 °C. Эти термопары развивают значительные ТЭДС, что является большим их достоинством.

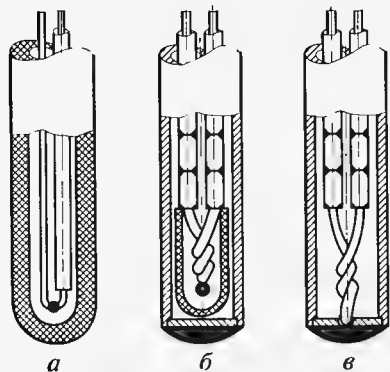


Рис. 20.6. Рабочие концы термопар:

а, б — термоэлектроды, соединенные сваркой; в — термоэлектроды, приваренные к дну защитного чехла

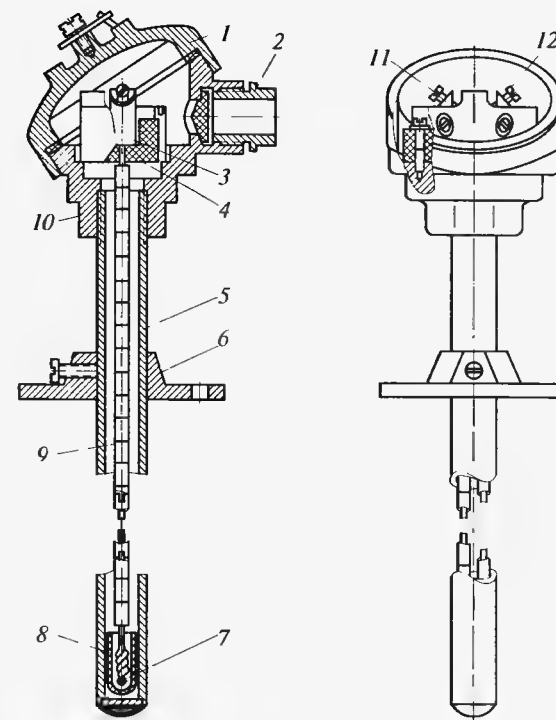


Рис. 20.7. Общий вид термопары:

1 — крышка; 2 — сальник с уплотнением для вывода проводов; 3 — зажимы; 4 — колодка; 5 — защитный чехол; 6 — подвижной фланец; 7 — рабочий конец термопары; 8 — фарфоровый стаканчик; 9 — фарфоровые бусы; 10 — корпус головки; 11, 12 — винты

Термоэлектроды термопар из драгоценных металлов изготавливаются обычно из проволоки диаметром 0,5 мм, а в случае недорогих металлов диаметр проволоки 1,2...3,2 мм.

Рабочий конец термометра из таких термоэлектродов образуется сваркой двух концов (рис. 20.6), а из толстых — их скруткой и сваркой. Иногда для улучшения условий теплопередачи рабочий конец термопары из недорогих металлов приваривается ко дну защитного металлического чехла.

Термоэлектроды термопары от спая до зажимов тщательно изолируются. В качестве изоляции применяются одно- и двухканальные фарфоровые трубки или бусы, надеваемые на термоэлектроды.

Общий вид термопары приведен на рис. 20.7. Термопара имеет стальной защитный чехол 5, на который насажен подвижный фланец 6 со стопорным винтом, служащим для ее закрепления. Рабочий конец термопары 7 помещен в фарфоровый стаканчик 8. Оба термоэлектрода изолированы по длине фарфоровыми бусами 9. Го-

ловка состоит из литого корпуса 10, крышки 1 и сальника 2 с уплотнением для вывода проводов. Внутри головки расположена колодка 4 с двумя зажимами 3, несущими на себе две пары винтов 11 и 12 для закрепления термопроводов и соединительных проводов.

В качестве электроизмерительных приборов в термоэлектрических пирометрах применяются пирометрические милливольтметры и потенциометры.

20.3. Приборы для измерения давления

Давление и его виды, единицы измерения. Давлением жидкости, газа или пара называют силу, действующую равномерно на единицу площади. При измерении различают барометрическое, избыточное и абсолютное давление.

Барометрическое (атмосферное) давление p_6 создается массой воздушного столба земной атмосферы.

Величина превышения давления среды над барометрическим называется избыточным давлением p . Показанием подавляющего большинства приборов, измеряющих давление, является именно избыточное давление.

Абсолютное (полное) давление — это давление жидкости или газа в закрытом сосуде. Абсолютное давление среды p_a может быть больше или меньше барометрического. В первом случае абсолютное давление равно сумме барометрического и избыточного давлений ($p_a = p_6 + p$), во втором случае абсолютное давление меньше барометрического на величину p_p , называемую разрежением (т.е. $p_a = p_6 - p_p$).

Жидкостные стеклянные манометры. К жидкостным стеклянным манометрам относятся двухтрубные (U-образные) и однотрубные (чашечные). Они используются для измерения давления газа или воздуха до 5 кПа (500 мм вод. ст.). В качестве рабочей жидкости в них используются вода, этиловый спирт, ртуть.

Жидкостный стеклянный U-образный манометр (рис. 20.8, а) состоит из стеклянных измерительных трубок 3 и 4, соединенных внизу между собой и укрепленных на вертикальном основании 1. Между трубками помещена миллиметровая шкала 5 с нулевой отметкой посередине длины.

Измерительные трубки заполняются рабочей жидкостью до нулевой отметки шкалы. Трубка 3 сообщается резиновой трубкой 2 с измеряемой средой, находящейся под абсолютным давлением p_a , а трубка 4 — с атмосферой, имеющей барометрическое давление p_6 .

При включении манометра в работу измеряемое давление уравновешивается высотой столба рабочей жидкости h , отсчитываемой по шкале прибора. Так как уровень жидкости в трубке 3 пони-

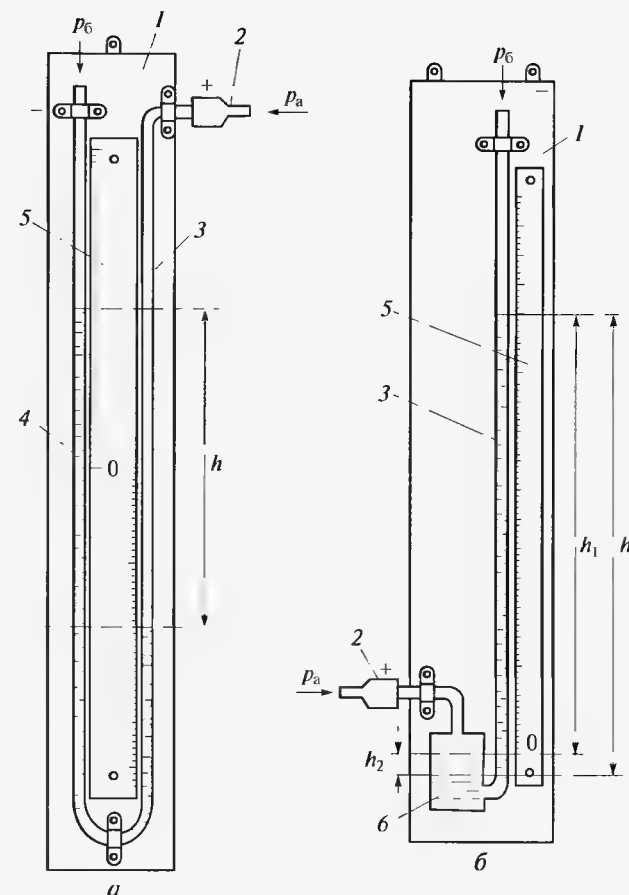


Рис. 20.8. Жидкостный манометр:

а — двухтрубный (U-образный); б — однотрубный (чашечный); 1 — основание; 2 — резиновая трубка; 3, 4 — измерительные трубки; 5 — шкала; 6 — стеклянный сосуд (чашка); p_a , p_6 — соответственно абсолютное и барометрическое (атмосферное) давление; h — высота столба рабочей жидкости; h_1 , h_2 — уровни жидкости

зится до уровня б, а в трубке 4 он повысится, то общая высота столба будет равна сумме отсчетов, проводимых по шкале выше и ниже нулевой отметки

В процессе эксплуатации U-образного манометра необходимо следить за уровнями рабочей жидкости, которые должны совпадать с нулевой отметкой при сообщении обеих трубок с атмосферой, а также за исправностью резиновой трубки и герметичностью ее соединения со стеклянной трубкой манометра.

В однотрубном жидкостном манометре (рис. 20.8, б) в отличие от U-образного двухтрубного манометра вместо одной из измери-

тельных трубок имеется широкий сосуд — чашка 6. К нижней части сосуда присоединена стеклянная измерительная трубка 3, рядом с которой закреплена миллиметровая шкала 5. Прибор смонтирован на вертикальном основании 1. Сосуд манометра соединяется с местом измерения трубкой 2. Свободный конец измерительной трубки сообщается с атмосферой. Сосуд и измерительная трубка заполняются рабочей жидкостью до нулевой отметки шкалы.

Под давлением измеряемой среды, составляющим $p = p_a - p_b$, уровень рабочей жидкости в стеклянной трубке поднимется на высоту h_1 , а в сосуде опустится на высоту h_2 . Общая высота столба жидкости, уравнивающая измеряемое давление, будет равна

$$h = h_1 + h_2.$$

Так как объемы жидкости, вытесненной из сосуда и вошедшей в измерительную трубку, равны, $h_1 \gg h_2$, поскольку сечение измерительной трубки f во много раз меньше сечения сосуда.

Таким образом, при измерении величиной h_2 можно пренебречь и принять $h \approx h_1$.

Тягомеры и напоромеры. Для измерения небольших разрежений и избыточных давлений (продуктов сгорания, газа, воздуха) применяются тягомеры (для разрежения), напоромеры (для давления) и тягонапоромеры (для разрежения и давления). Эти приборы широко используются для определения давления, разрежения в топках, газоходах и воздуховодах котлоагрегата и имеют одностороннюю или двустороннюю (тягонапоромеры) шкалу, градуированную в Па, кгс/м² или мм вод. ст.

Так как между тягомерами, напоромерами и тягонапоромерами нет существенного различия, в дальнейшем они для простоты изложения называются тягонапоромерами.

Наибольшее распространение получили жидкостные стеклянные и мембранные тягонапоромеры.

Жидкостные тягонапоромеры по существу не отличаются от жидкостных одно- и двухтрубных манометров. Приборы заполняются чаще всего этиловым спиртом или дистиллированной водой.

При относительно точных измерениях небольших избыточных давлений или разрежений до 2 кПа (200 кгс/м²) применяются жидкостные однострунные (чашечные) тягонапоромеры с наклонной измерительной трубкой ТНЖ-Н и ТНЖ-Щ, приспособленные соответственно для настенного и щитового монтажа.

Жидкостный однострунный тягонапоромер типа ТНЖ-Н показан со снятой передней крышкой (рис. 20.9, а). Он состоит из стеклянного сосуда 14 и присоединенной к нему стеклянной измерительной трубки 12 внутренним диаметром 2...2,5 мм, укрепленных при помощи скоб и винтов в металлическом корпусе 11. Около трубки расположена шкала 13, которая может перемещаться с помощью ходового винта 5 с головкой 9. Ходового винта с головкой

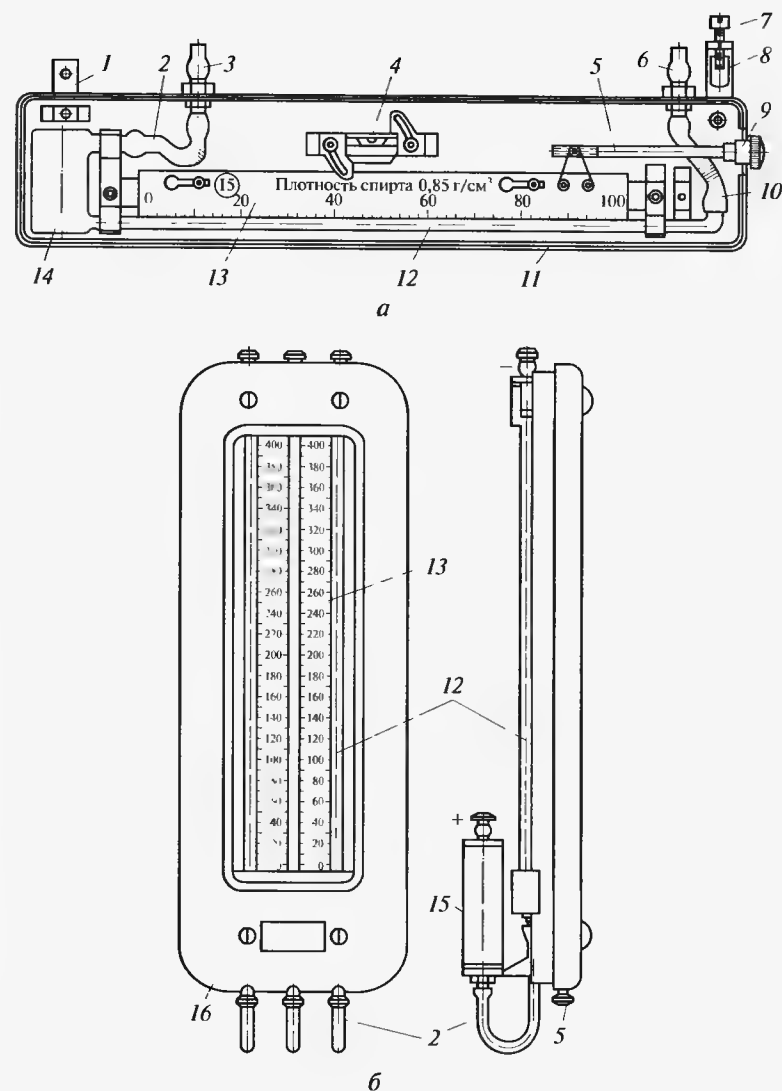


Рис. 20.9. Жидкостные тягонапоромеры:

а — однострунный типа ТНЖ-Н; б — дифференциальный типа ТДЖ; 1, 8 — ушки; 2, 10 — резиновые трубки; 3, 6 — штуцеры; 4 — уровень; 5 — ходовой винт; 7 — винт для установки прибора по уровню; 9 — головка; 11 — корпус; 12 — измерительная трубка; 13 — шкала; 14 — стеклянный сосуд; 15 — сосуд с жидкостью; 16 — фронтальная рама

служит для корректировки нуля, позволяя при установке и эксплуатации прибора совмещать нулевую отметку шкалы с меткой рабочей жидкости в измерительной трубке. В верхней части корпу-

са закреплены штуцеры 3 и 6, соединенные резиновыми трубками 2 и 10 с сосудом и измерительной трубкой.

При измерении давления прибор сообщается со средой через штуцер 3, а при измерении разрежения — через штуцер 6.

Для установки тягонапоромера под определенным углом наклона служит уровень 4. Прибор устанавливается при помощи ушек 1 и 8, из которых последние позволяют менять угол наклона корпуса с помощью винта 7.

Тягонапоромеры типов ТНЖ-Н и ТНЖ-Ш изготавливаются с верхним пределом измерения 0,25; 0,4; 0,6; 1,0 и 1,6 кПа (25; 40; 63; 100 и 160 кгс/м²). В качестве рабочей жидкости используется подкрашенный этиловый спирт плотностью 850 кг/м³.

Для технических измерений применяется жидкостной дифференциальный тягонапоромер типа ТДЖ (рис. 20.9, б). Прибор имеет стеклянную измерительную трубку 12 внутренним диаметром 10 мм, расположенную вертикально и соединенную резиновой трубкой 2 с сосудом 15. Сосуд 15 для установки нулевого положения мениска жидкости по шкале 13 может перемещаться по вертикали при помощи ходового винта 5. Тягонапоромер комплектуется из отдельных приборов на 1, 2, 3, 4 и 6 точек измерения с общей фронтальной рамой 16.

Тягонапоромеры ТДЖ имеют шкалу с верхним пределом измерения 1,6...6,3 кПа (160...630 кгс/м²). Рабочей жидкостью является подкрашенная дистиллированная вода.

Мембранные тягонапоромеры являются показывающими мембранными приборами. Большое распространение получили мембранные тягонапоромеры типов ТМП1 (тягомер), НМ-П1 (напоромер) и ТНП-П1 (тягонапоромер) с горизонтальной профильной шкалой и рычажным передаточным механизмом. Их устройство принципиально одинаковое, за исключением передаточного механизма, формы шкалы и корпуса.

На рис. 20.10 приводится мембранный тягомер типа ТМ-П1. В прямоугольном корпусе (на схеме не показан) при помощи штуцера 8 закреплена упругая мембранная коробка 1, состоящая из двух спаянных по краям гофрированных дисковых мембран, выполненных из бериллиевой бронзы. Внутренняя полость мембранной коробки сообщается с измеряемой средой (в данном случае со средой меньшего давления), а полость корпуса прибора — с атмосферой (со средой большего давления). С помощью поводка 4 верхняя часть мембранной коробки соединена с фасонным рычагом 2, сидящим на оси 3. Для увеличения жесткости упругой системы ось 3 закреплена на скобообразной плоской пружине 5.

Под воздействием переменной разности давлений мембранная коробка сжимается и разжимается, вызывая перемещение рычага 2, тяги 14 и рычага 9, сидящего на оси 12. На этой же оси закреплена стопорный винт 10 указывающая стрелка 13 с про-

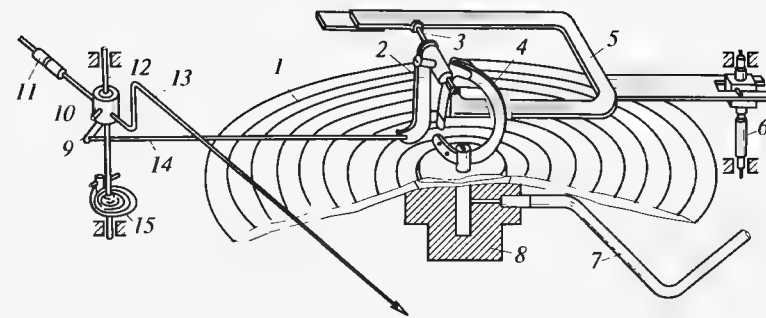


Рис. 20.10. Показывающий мембранный тягомер типа ТМ-П1 с профильной шкалой:

1 — мембранная коробка; 2 — фасонный рычаг; 3, 12 — ось; 4 — поводок; 5 — пружина; 6 — корректор нуля; 7 — соединительная трубка; 8 — штуцер; 9 — рычаг; 10 — стопорный винт; 11 — противовес; 13 — стрелка; 14 — тяга; 15 — волосок

тивовесом 11. Конец стрелки передвигается вдоль горизонтальной профильной шкалы (на схеме не показана). Спиральная пружина (волосок 15), закрепленная одним концом на оси стрелки и другим на неподвижной части прибора, служит для устранения влияния зазоров (люфтов) в сочленениях рычажного механизма.

Для установки стрелки прибора на начальную отметку шкалы служит корректор нуля 6. При вращении винта корректора происходят изгиб пружины 5 и передвижение рычажной системы, связанной со стрелкой.

Пружинные манометры. Наиболее широкое применение для измерения избыточного давления жидкости, газа и пара получили пружинные манометры.

Принцип действия пружинных манометров основан на использовании упругой деформации специальных пружин, возникающих под влиянием измеряемого давления. По роду применяемых пружин манометры делятся на трубчатые (с одновитковой и многовитковой трубчатыми пружинами) и мембранные (с гармониковой мембраной — сильфоном).

Показывающий манометр с одновитковой трубчатой пружиной приведен на рис. 20.11. Трубчатая пружина 1 эллиптического сечения одним концом жестко соединена с держателем 8, укрепленным в корпусе 6 манометра. Держатель имеет штуцер 7 с резьбой, служащей для сообщения прибора с измеряемой средой. Свободный конец пружины закрыт запаянной пробкой 4 с шарнирной осью. Посредством поводка 5 он связан с передаточным механизмом, состоящим из зубчатого сектора 3, сцепленного с шестеренкой 11, сидящей неподвижно на оси вместе с указывающей стрелкой 2. Спиральная пружина 10 прижимает зубцы шестеренки к зубцам сектора и устраняет «мертвый ход».

Под действием измеряемого давления трубчатая пружина частично раскручивается и тянет за собой поводок, приводящий в движение зубчато-секторный механизм и стрелку манометра, показывающего по шкале 9 величину этого давления.

Манометры различаются на технические, контрольные и образцовые.

Контрольные манометры типа МКО являются переносными приборами, служащими для периодических точных измерений давления, а также для поверки технических манометров на рабочем месте.

Образцовые пружинные манометры типа МО применяются для поверки технических и контрольных манометров.

Электроконтактные манометры. В системах автоматического регулирования технологических процессов, в схемах сигнализации, устройствах тепловой защиты и т.д. применение нашли электроконтактные манометры. На рис. 20.12 показаны принципиальная схема и внешний вид электроконтактного манометра типа ЭКМ. В этом приборе в качестве упругого чувствительного элемента используется одновитковая трубчатая пружина. По своему устройству прибор типа ЭКМ отличается от рассмотренного ранее пружинного манометра (рис. 20.11) лишь наличием специальных электрических контактов 1, 3 и 5. Установка электрических контактов 1 и 3 может быть произведена на любые отметки рабочей шкалы манометра вращением винта в головке 2, расположенной на наружной стороне стекла.

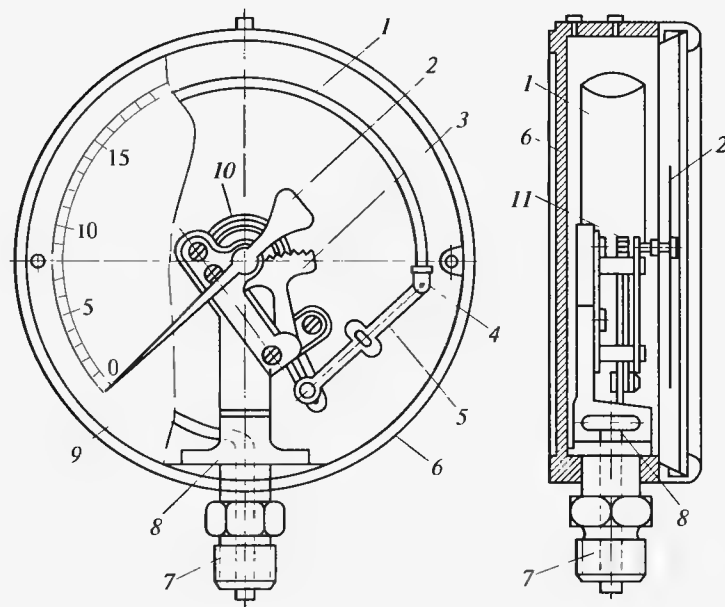


Рис. 20.11. Показывающий манометр с одновитковой трубчатой пружиной: 1 — трубчатая пружина; 2 — стрелка; 3 — зубчатый сектор; 4 — пробка; 5 — поводок; 6 — корпус; 7 — штуцер; 8 — держатель; 9 — шкала; 10 — спиральная пружина; 11 — шестеренка

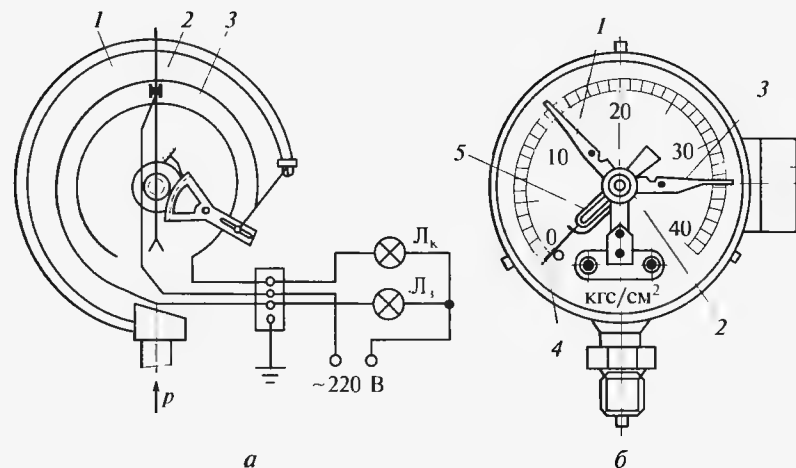


Рис. 20.12. Электроконтактный манометр типа ЭКМ:

а — схема прибора; б — внешний вид манометра; 1, 3, 5 — электрические контакты; 2 — головка с винтом; 4 — стрелка; Л_к, Л_з — лампы красного и зеленого цвета

жинного манометра (рис. 20.11) лишь наличием специальных электрических контактов 1, 3 и 5. Установка электрических контактов 1 и 3 может быть произведена на любые отметки рабочей шкалы манометра вращением винта в головке 2, расположенной на наружной стороне стекла.

Если измеряемое давление среды в объекте уменьшится и достигнет того минимального значения шкалы, на которое установлен контакт 1, стрелка 4 с помощью контакта 5 замкнет цепь и включит лампу Л_з определенного цвета, например зеленого.

Если же давление среды увеличится до верхнего заданного значения, то стрелка с помощью контакта 5 замкнет контакт 3, а следовательно, и цепь красной лампы Л_к.

Выпускаемые приборы типа ЭКМ имеют класс точности 2,5.

Манометры электрические дистанционные. В пружинных манометрах электрических дистанционных типа МЭД происходит преобразование в электрический сигнал давления измеряемой среды, приводящего к механической деформации измерительной части прибора.

На рис. 20.13 приведено устройство электрического пружинного манометра типа МЭД. Действие этого прибора основано на использовании деформации одновитковой трубчатой пружины 1, свободный конец которой связан рычагом со стальным сердечником (плунжером) 2 дифференциально-трансформаторного преобразователя 3.

Преобразователь состоит из двух секций первичной обмотки, намотанных последовательно (согласно) и двух секций вторичной

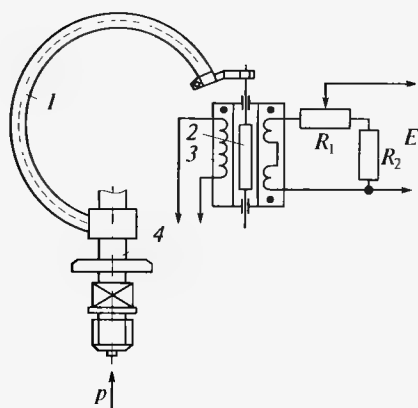


Рис. 20.13. Манометр электрический пружинный дистанционный типа МЭД:

1 — трубчатая пружина; 2 — сердечник (плунжер); 3 — дифференциально-трансформаторный преобразователь; R_1 , R_2 — сопротивления; p — импульс давления; E — выходной сигнал

(выходной) обмотки, включенных встречно, и подвижного сердечника. Создаваемый первичной обмоткой преобразователя магнитный поток индуцирует в секциях выходной обмотки ЭДС e_1 и e_2 , значения которых зависят от тока питания первичной обмотки и взаимных индуктивностей M_1 и M_2 между секциями 1 и 2 вторичной и первичной обмоток. Взаимные индуктивности M_1 и M_2 равны между собой при среднем положении сердечника внутри катушки преобразователя. При перемещении сердечника вверх из среднего положения значение взаимной индуктивности M_1 увеличивается, а M_2 уменьшается. При этом изменяется величина и фаза выходного сигнала E дифференциально-трансформаторного преобразователя.

Выпускаемые приборы МЭД имеют классы точности 1 и 1,6.

Дифференциальные манометры. Для определения разности (перепада) давлений между двумя точками измерения в жидкой, газовой или паровой среде используют дифференциальные манометры. Особенно большое распространение они получили для измерения перепада давления в дроссельных расходомерах.

По принципу действия дифференциальные манометры почти не отличаются от манометров, тягонапорометров, вакуумметров

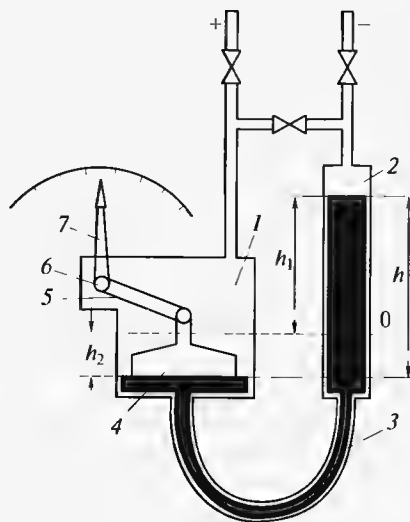


Рис. 20.14. Схема поплавкового дифференциального манометра:

1, 2 — широкий и узкий сосуды с рабочей жидкостью; 3 — соединительная трубка; 4 — поплавок; 5 — рычаг; 6 — ось; 7 — стрелка; h — предельный перепад давления; h_1 , h_2 — уровни жидкости относительно нуля

и т.п., измеряющих давление среды по отношению к барометрическому давлению.

Так, широкое применение нашел жидкостный стеклянный двухтрубный дифференциальный манометр, так как он является простым, надежным и удобным измерительным устройством.

Технические дифференциальные манометры по конструкции и принципу действия разделяются на поплавковые, мембранные, сильфонные, колокольные и кольцевые.

На рис. 20.14 приведена схема поплавкового дифференциального манометра. В широкий (плюсовой) сосуд 1 и сообщающийся с ним трубкой 3 узкий (минусовой) сосуд 2 залита рабочая жидкость (ртуть или вазелиновое масло). На поверхности жидкости в широком сосуде плавает поплавок 4, связанный при помощи рычага 5 и оси 6 с указывающей стрелкой 7. Рычаг, соединенный шарнирно с поплавком, закреплен неподвижно на оси.

При измерении предельного перепада давления h уровень рабочей жидкости в широком сосуде понижается максимально на величину h_2 , а уровень жидкости в узком сосуде повышается на величину h_1 . Классы точности выпускаемых приборов — 1 и 1,6.

Колокольный дифференциальный манометр типа ДКО (рис. 20.15) является бесшкальным прибором, снабженным дифференциально-трансформаторным датчиком для дистанционной передачи показаний на вторичный прибор. Он применяется для измерения перепада давления (расхода) газа или воздуха. Чувствительным элементом его является колокол 5, подвешенный на рабочей пружине 3 и опущенный в сосуд 4 с трансформаторным маслом. Посредством соединительных трубок 1 пространство над колоколом

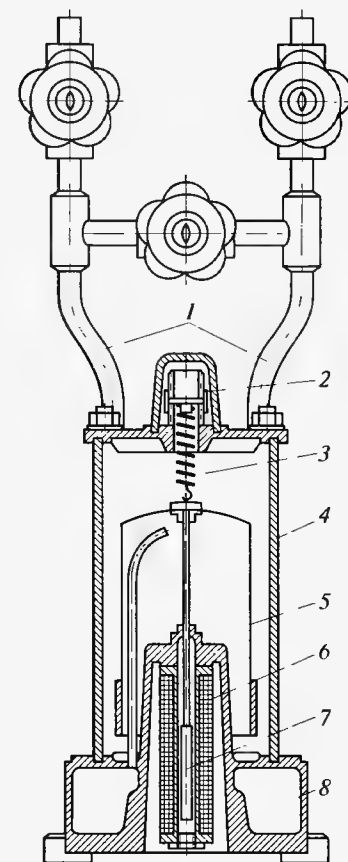


Рис. 20.15. Колокольный дифференциальный манометр типа ДКО:

1 — соединительные трубки; 2 — винт; 3 — пружина; 4 — сосуд с трансформаторным маслом; 5 — колокол; 6 — индукционная катушка; 7 — плунжер; 8 — маслоуловительная камера

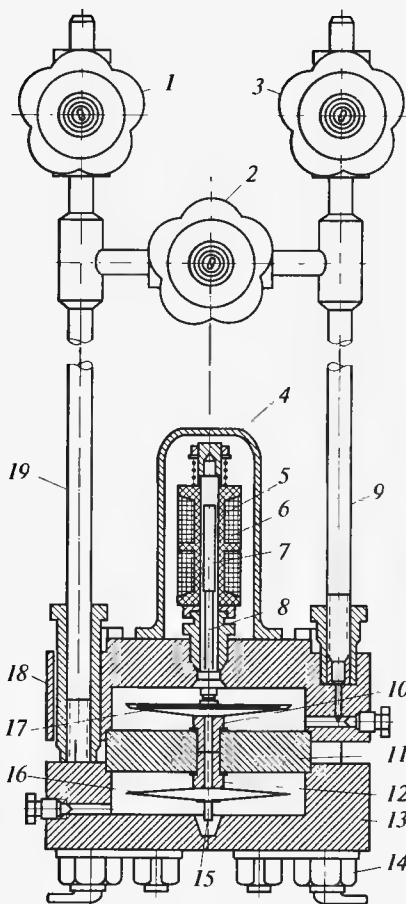


Рис. 20.16. Мембранный дифференциальный манометр типа ДМ:

1, 2, 3 — запорные вентили; 4 — колпак; 5 — разделительная трубка; 6 — индукционная катушка; 7 — плунжер; 8 — стержень; 9, 19 — соединительные трубки; 10, 12 — штуцеры; 11 — разделительная диафрагма; 13, 18 — крышки; 14 — болт; 15 — ниппель; 16, 17 — мембранные коробки

сообщается со средой большего давления, а пространство под ним — со средой меньшего давления. С колоколом жестко связан стальной плунжер 7, перемещающийся внутри индукционной катушки 6 датчика. При настройке прибора степень натяжения пружины 3 можно изменять винтовым устройством 2. В основание корпуса прибора встроена маслоуловительная камера 8, предохраняющая от сброса масла при увеличении измеряемого перепада давления сверх допустимой величины.

Класс точности прибора — 1,6. Дифференциальный манометр

типа ДКО применяется также в качестве тягонапоромера.

Мембранные дифференциальные манометры типа ДМ (рис. 20.16) являются бесшкальными приборами с дифференциально-трансформаторным датчиком для дистанционной передачи показаний на вторичные приборы.

Чувствительным элементом дифференциального манометра является мембранный блок, состоящий из сообщающихся мембранных коробок 16 и 17, изготовленных из бериллиевой бронзы или нержавеющей стали, ввернутых при помощи штуцеров 10 и 12 в разделительную диафрагму 11. Каждая мембранная коробка состоит из двух сваренных по краям гофрированных мембран.

Мембранная коробка 16 расположена в нижней (плюсовой) камере прибора, а коробка 17 — в верхней (минусовой) камере. Камеры образованы стальными крышками 13 и 18 и диафрагмой 11, скрепленными болтами 14. Внутренние полости мембранных коробок заполнены через ниппель 15 дистиллированной водой, после

чего открытый его конец заваривают. В средней части мембранной коробки 17 укреплен стержень 8, несущий стальной плунжер 7, находящийся внутри разделительной трубки 5 из немагнитной стали. На эту трубку надета индукционная катушка 6 датчика, закрытая колпаком 4, на котором расположен штепсельный разъем для подключения соединительных приборов от вторичного прибора.

Под действием разности давлений между нижней и верхней камерами дифференциального манометра, передаваемой соединительными трубками 9 и 19 с запорными вентилями 1 и 3, мембранная коробка 16 сжимается, вытесняя находящуюся в ней воду в коробку 17, которая, расширяясь, поднимает плунжер 7. Движение плунжера происходит до тех пор, пока перепад давления не уравнивается упругой деформацией мембранных коробок. Для уравнивания давлений в камерах прибора при проверке нуля служит вентиль 2.

20.4. Приборы для измерения расхода вещества

Расход вещества и методы измерения расхода. Масса вещества, перемещаемая в единицу времени по трубопроводу или каналу, называется расходом вещества. Расход вещества выражают в единицах измерения объема или массы. Наиболее распространенные единицы измерения объемного расхода — м³/с, м³/ч, а массового — кг/с, кг/ч и т/ч. Для перевода объемных единиц измерения расхода в массовые и обратно используют формулу

$$G = V\rho,$$

где G — массовый расход вещества, кг/с; V — объемный расход вещества, м³/с; ρ — плотность вещества, кг/м³.

К приборам, измеряющим объем газа, относятся счетчики. С их помощью определяется суммарный объем газа, прошедшего за известный промежуток времени, для чего отсчитываются показания прибора в начале и конце периода измерения и вычисляется разность этих показаний.

Приборы, измеряющие расход, называются расходомерами. Расходомеры показывают или записывают мгновенное значение расхода, отнесенного к единице времени. В ряде случаев расходомер снабжается суммирующим счетным механизмом (интегратором).

Для определения массы и расхода жидкости, газа или пара обычно применяют следующие методы измерений: дроссельный, скоростной и объемный. Дроссельным методом определяется расход, а скоростным и объемным — объем жидкости, газа и пара.

Дроссельные расходомеры. Дроссельный метод измерения основан на изменении статического давления среды, проходящей через искусственно суженное сечение трубопровода.

Дроссельный расходомер состоит из сужающего устройства, устанавливаемого в трубопроводе и служащего для местного сжатия струи (первичный прибор), дифференциального манометра, предназначенного для измерения разности статических давлений протекающей среды до и после сужающего устройства (вторичный прибор), и соединительных линий (двух трубок), связывающих между собой оба прибора.

Сужающее устройство (диафрагма) имеет круглое отверстие, расположенное концентрично относительно стенок трубы, диаметр d которого меньше внутреннего диаметра D трубопровода.

При прохождении потока через сужающее устройство происходит изменение потенциальной энергии вещества, часть которой вследствие сжатия струи и соответствующего увеличения скорости потока преобразуется в кинетическую энергию. Изменение потенциальной энергии приводит к появлению разности статических давлений (перепада давления), которая определяется при помощи дифференциального манометра. По измеренному перепаду давления может быть определена кинетическая энергия потока при дросселировании, а по ней — средняя скорость и расход вещества.

На рис. 20.17 показано, как устанавливается диафрагма в трубопроводе и как меняется при этом характер потока.

По способу отбора статического давления к дифференциальному манометру стандартные диафрагмы делятся на камерные и бескамерные (рис. 20.18). В камерной диафрагме импульсы давления к дифференциальному манометру передаются через две кольцевые

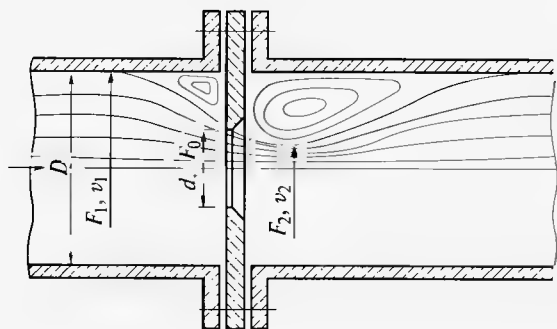


Рис. 20.17. Характер потока в трубопроводе при установке сужающего устройства:

D, d — диаметр трубопровода и сужающего устройства; F_1, F_0, F_2 — площади сечений соответственно трубопровода, сужающего устройства, максимально сжатого участка; v_1, v_2 — скорости потока в трубопроводе и максимально сжатом участке

уравнительные камеры, позволяющие усреднить давление по окружности трубопровода и обеспечивающие более точное измерение перепада давления в камере.

Установка диафрагм связана с выполнением ряда требований. Необходимо тщательная центровка отверстия сужающего устройства относительно оси трубы. Не допускается наличие на внутренней поверхности трубопровода перед сужающим устройством больших неровностей, например уступов, сварных швов, выступающих внутрь уплотнительных прокладок и т.д.

До и после сужающего устройства необходимо иметь прямые «успокоительные» участки трубопровода постоянного диаметра, так как различные местные сопротивления (колена, угольники, вентили, задвижки и т.п.) приводят к искажению профиля скоростей по сечению потока и увеличению погрешности измерения.

Наименьшие относительные (выраженные в кратных по отношению к диаметру трубопровода числах) длины прямых участков перед сужающим устройством и после него зависят от модуля диафрагмы $m = d^2/D^2$ и характера местных сопротивлений и составляют:

- для участков до диафрагмы $l_1/D = 10 \dots 80$;
- для участков после диафрагмы $l_2/D = 4 \dots 8$.

При правильно выполненных диафрагмах основная погрешность измерения не превышает $\pm 0,5 \dots 1 \%$.

Объемные счетчики для газа. Для измерения объема горючего газа используются объемные ротационные счетчики. Ротационный счетчик (рис. 20.19, а) содержит измерительную камеру 1, в которой размещены две широкие вращающиеся в разные стороны лопасти 2 и 3 восьмеричной формы.

Действие ротационного счетчика основано на вытеснении определенных объемов газа, заключенных между стенками измерительной камеры и лопастями, при вращении последних под влиянием разности давлений газа до счетчика и после него. Величина зазоров между шестернями и стенками измерительной камеры не

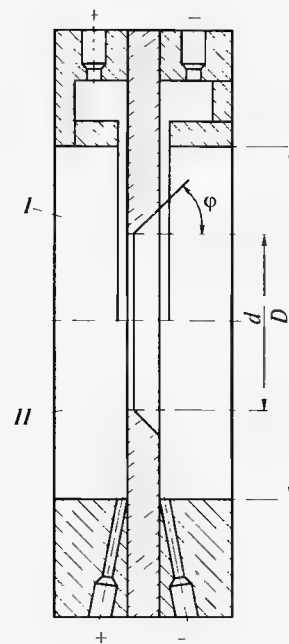


Рис. 20.18. Камерная (I) и бескамерная (II) стандартные измерительные диафрагмы:

D, d — диаметр трубопровода и сужающего устройства; φ — угол скоса; «+» и «-» — импульс давления соответственно до и после диафрагмы

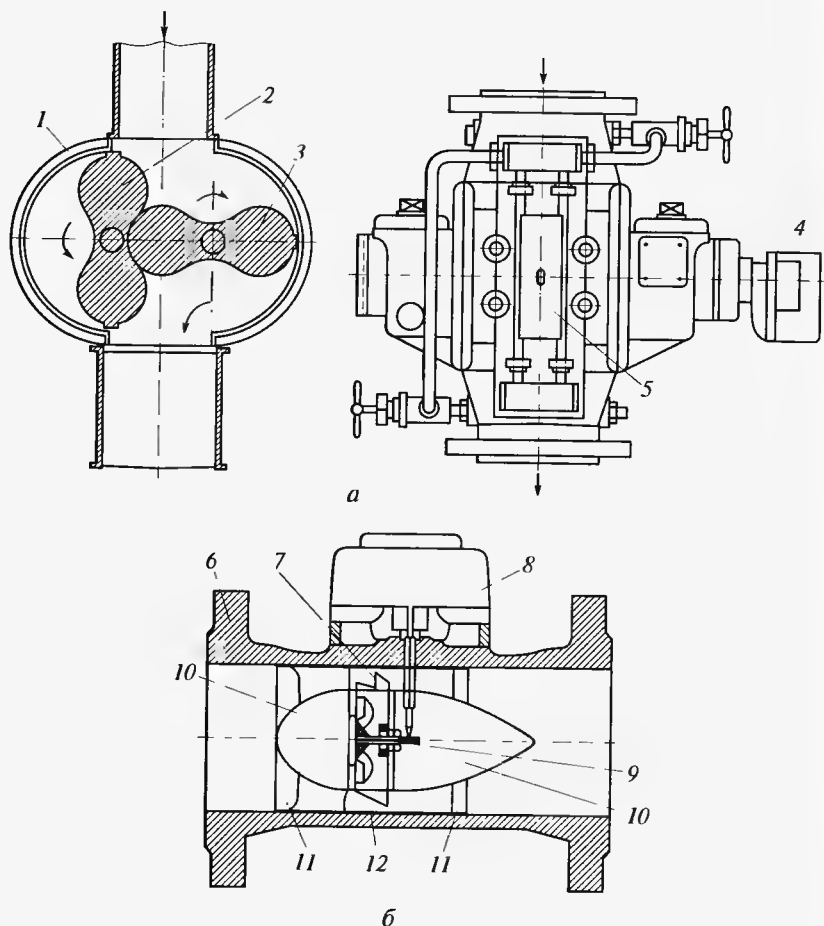


Рис. 20.19. Счетчики расхода газа:

a — ротационный типа РС-100М; *б* — турбинный (тахометрический); 1 — измерительная камера; 2, 3 — лопасти; 4 — счетный механизм; 5 — дифференциальный манометр; 6 — корпус; 7 — турбина; 8 — счетчик; 9 — редуктор; 10 — обтекатели; 11 — неподвижные направляющие аппараты; 12 — гильза

превышает 0,03...0,06 мм, т.е. погрешность измерения из-за перетекания газа через них невелика.

Прибор имеет роликовый счетный механизм 4, связанный с одной из лопастей при помощи магнитной муфты или непосредственно выходной осью, пропущенной через сальниковое уплотнение. Для контроля за степенью засоренности счетчика в него встроен водяной двухтрубный дифференциальный манометр 5, измеряющий перепад давления в приборе.

Ротационные счетчики устанавливают на вертикальных участках газопровода с нисходящим потоком газа. Входной патрубок

счетчика снабжен сетчатым фильтром для очистки газа от механических примесей.

Ротационные счетчики типа РС выпускаются на номинальную производительность от 40 до 1000 м³/ч. Сопротивление счетчиков при номинальном расходе газа составляет 300 Па (30 мм вод. ст.).

Турбинные (скоростные) счетчики. Газовый тахометрический турбинный счетчик (рис. 20.19, б) состоит из чугунного корпуса 6 с фланцами для присоединения к трубопроводу, турбины 7, счетчика 8, обтекателей 10, расположенных с обеих сторон турбины. Лопатки турбины размещены в кольцевом зазоре между гильзой 12 и обтекателями 10 и имеют наклон около 45°.

Спереди и сзади турбины установлены неподвижные направляющие лопатки 11, выравнивающие поток газа. Турбина связана посредством червячной передачи редуктора 9 со счетчиком 8.

Частота вращения турбины пропорциональна скорости течения газа, а следовательно, и его расходу.

20.5. Приборы для измерения уровня воды в барабане котла

Широкое распространение в котельных установках получили гидростатические уровнемеры, основанные на принципе измерения разности давлений двух водяных столбов.

На рис. 20.20, а приведен уровнемер с жидкостным одноструйным дифференциальным манометром. Этот прибор присоединяется к барабану при помощи двух стальных трубок 1 и 12 и имеет уравнительный сосуд 2, соединительные медные трубки 3 и 11, грязеуловители 4 и 10, широкий сосуд 9 и измерительную трубку 7 небольшого диаметра. Заполнение водой и продувка грязеуловителей осуществляются через верхние и нижние отверстия в их корпусе. Отверстие, закрытое пробкой 8, служит для выпуска из прибора рабочей жидкости. Хорошая видимость уровня жидкости обеспечивается лампой 6 с рефлектором, а отключение измерительной трубки — вентилем 5.

Для измерения уровня воды в барабане и в системах автоматического регулирования используется гидростатический уровнемер, приведенный на рис. 20.20, б. Он состоит из двухкамерного уравнительного сосуда 2, бесшкального мембранного дифференциального манометра (датчика) 13 типа ДМ. В плюсовой камере уравнительного сосуда, соединенной трубкой 11 с паровым пространством барабана котла, уровень конденсата поддерживается постоянным. Минусовая камера сосуда соединяется трубкой 3 с водяным пространством котла. Уровень воды в этой камере соответствует переменному уровню в барабане котла. Давление столба воды плюсовой и минусовой камер уравнительного сосуда передается

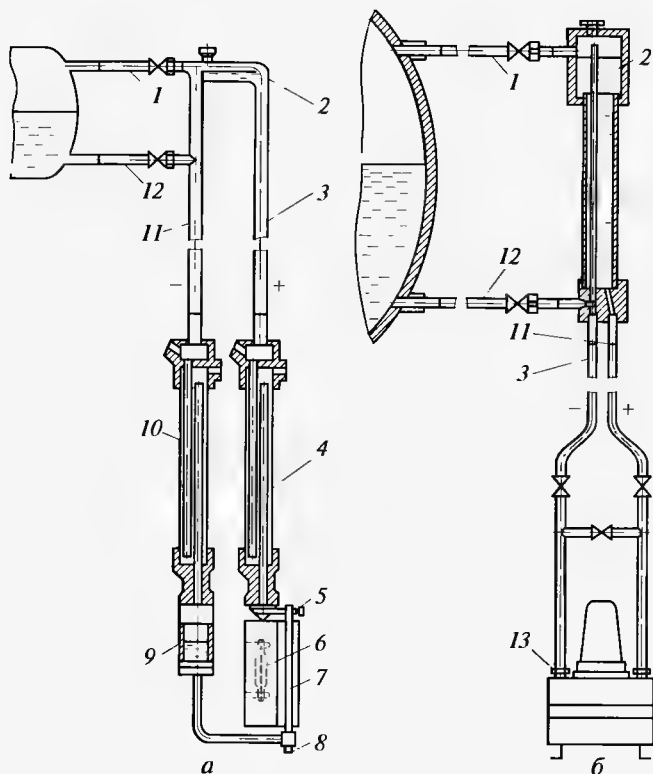


Рис. 20.20. Гидростатические уровнемеры паровых котлов:

a — с жидкостным однотрубным дифференциальным манометром; *б* — с мембранным дифференциальным манометром; 1, 3, 11, 12 — соединительные трубки; 2 — уравнильный сосуд; 4, 10 — грязеуловители; 5 — вентиль; 6 — лампа с рефлектором; 7 — измерительная трубка; 8 — пробка; 9 — широкий сосуд; 13 — дифференциальный манометр

по соединительным трубкам 11 и 3 нижней и верхней полостям дифференциального манометра.

Под действием разности давлений нижней и верхней камер плунжер перемещается в индукционной катушке, индуцируя некую величину электродвижущей силы ΔE , зависящую от уровня воды в барабане и фиксируемую с помощью вторичного прибора.

20.6. Приборы для измерения состава газов

Приборы для количественного анализа состава газов называются газоанализаторами. Существуют ручные (переносные) и автоматические газоанализаторы. Первые служат для контрольных

и лабораторных измерений, а вторые — для непрерывного анализа газов в промышленных установках. Благодаря большой точности измерения ручными газоанализаторами пользуются при испытаниях и наладке работы котлоагрегатов, а также для проверки автоматических газоанализаторов.

По принципу действия газоанализаторы делятся на химические, хроматографические, магнитные и электрические.

Переносные химические газоанализаторы по своему назначению подразделяются на газоанализаторы для сокращенного и полного (общего) анализа газа.

Химические газоанализаторы выполняют определение содержания отдельных компонентов газовой смеси путем избирательного поглощения (абсорбции) их соответствующими химическими реактивами.

На рис. 20.21 показана схема переносного газоанализатора типа ГХП-3М для сокращенного анализа. Прибором определяется содержание в дымовых газах CO_2 , O_2 и CO посредством стеклянных поглотительных сосудов 13, 14, 15 с реактивами. Каждый из сосудов содержит 200 мл реактива и состоит из двух сообщающихся баллонов, из которых один служит для поглощения реактивом газа, а второй — для приема реактива, вытесняемого во время поглощения. В баллонах для поглощения газа, присоединенных с помощью тонких трубок с кранами 3, 4, 7 к стеклянной распределительной гребенке 5, помещены тонкостенные стеклянные трубки наружным диаметром 4...5 мм, предназначенные для увеличения поверх-

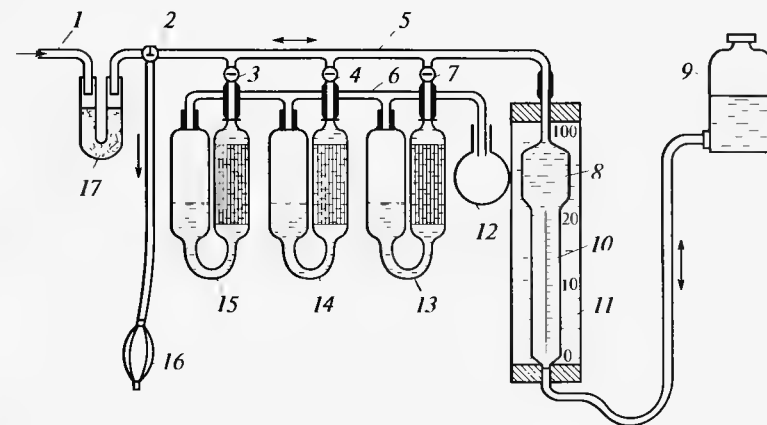


Рис. 20.21. Схема переносного газоанализатора типа ГХП-3М для сокращенного анализа:

1 — газоподводящая трубка; 2 — трехходовой кран; 3, 4, 7 — краны; 5 — распределительная гребенка; 6 — стеклянная трубка; 8 — измерительная бюретка; 9 — уравнильный сосуд; 10 — шкала; 11 — водяная рубашка; 12 — резиновый мешок; 13, 14, 15 — поглотительные сосуды; 16 — резиновая груша; 17 — фильтр

ности соприкосновения реактива с исследуемым газом. Баллоны для приема реактива соединены в верхней части стеклянной трубкой 6 с резиновым мешочком 12, изолирующим растворы от атмосферы.

К правому концу распределительной гребенки подключена измерительная бюретка 8 емкостью 100 мл (соответствует 100 %), помещенная в стеклянный цилиндрический сосуд (рубашку) с водой для охлаждения пробы газа и поддержания ее температуры постоянной во время анализа.

При помощи резиновой трубки измерительная бюретка присоединена к уравнительному сосуду 9 с замыкающей жидкостью, состоящей из водного раствора хлористого натрия для отбора и перемещения в приборе пробы газа.

На левом конце распределительной гребенки установлен трехходовой кран 2, сообщающийся с атмосферой посредством трубки, имеющей на конце резиновую грушу 16, и с фильтром 17 для очистки газа, заполненным стекловатой. Фильтр связан с газоподводящей трубкой 1, проложенной от газохода котла.

Сосуд 13 служит для поглощения CO_2 . В качестве реактива используется водный раствор гидроксида калия (KOH). Сосуд 14 предназначен для поглощения O_2 . Реактивом служит щелочной раствор пирогаллоловой кислоты $[\text{C}_6\text{H}_3(\text{OH})_3]$. Поглощение CO происходит в сосудах 15 щелочным раствором CuCl_2 (хлорид меди (II)).

Магнитные газоанализаторы служат для определения содержания в дымовых газах кислорода, магнитные свойства которого резко отличаются от магнитных свойств других газов.

Принципиальная схема магнитного газоанализатора показана на рис. 20.22, а. Газовая смесь, просасываемая через прибор водоструйным эжектором, поступает в кольцевую камеру 1. Расход газа через камеру поддерживается постоянным с помощью встроенного в прибор ротаметра 3, пропускающего часть газа в обход камеры. Кольцевая камера соединена посредине горизонтальной трубкой 2, внутри которой помещены одинаковые активные плечи — сопротивления R_1 и R_4 — неуравновешенного измерительного моста, изготовленные из тонкой платиновой проволоки. Протекающим током активные плечи моста нагреваются до 200°C .

Два других плеча моста — сопротивления R_2 и R_3 — выполнены из манганина в виде проволоки, имеющей постоянное сопротивление. Расположенный в вершине моста реостат R_0 служит для установки нуля прибора. Питание моста происходит от включенного в одну из его диагоналей источника постоянного тока B с реостатом R_5 для регулирования силы тока. В другую диагональ включен автоматический потенциометр АП со шкалой, градуированной в процентах содержания O_2 .

На левом конце горизонтальной трубки снаружи расположены полюса постоянного магнита 4. Проходящий около другого конца

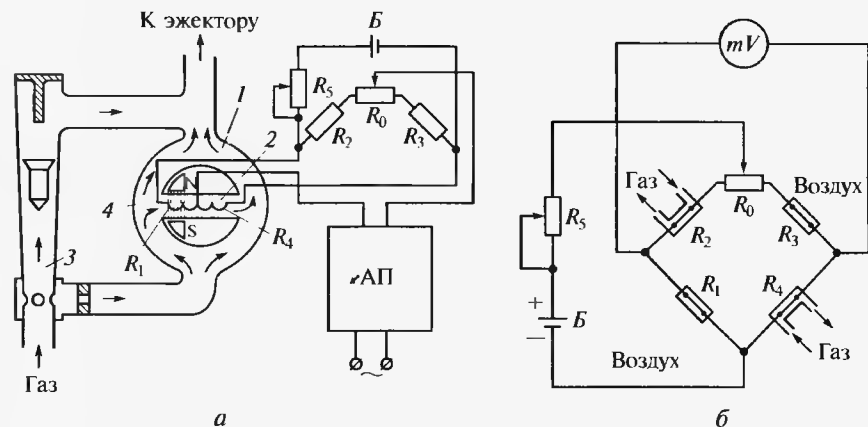


Рис. 20.22. Принципиальные схемы газоанализаторов:

а — магнитного, на O_2 ; б — электрического, на CO_2 ; 1 — кольцевая камера; 2 — горизонтальная трубка; 3 — ротаметр; 4 — постоянный магнит; АП — автоматический потенциометр; B — источник постоянного тока; R_0 , R_5 — реостаты; R_1 — R_4 — плечи сопротивления; N, S — полюса постоянного магнита; mV — милливольтметр; стрелками показано направление потока исследуемого газа

трубки холодный газ, обладающий более высокой величиной магнитной восприимчивости, частично втягивается в магнитное поле, вытесняя из трубки через ее правый конец подогретый в ней газ.

Таким образом, в кольцевой камере возникает направленный поток исследуемого газа, скорость которого зависит от содержания в нем O_2 .

При движении газовой смеси через трубку плечо R_1 моста охлаждается сильнее, чем плечо R_4 , так как оно омывается более холодным газом. Как результат оно имеет меньшее электрическое сопротивление, чем плечо R_4 , что приводит к нарушению равновесия измерительного моста и отклонению стрелки потенциометра.

Действие электрических газоанализаторов основано на различии теплопроводностей отдельных компонентов газовой смеси и воздуха, определяемых электрическим путем. Чаще всего электрические газоанализаторы используются для измерения содержания в дымовых газах диоксида углерода (CO_2 — углекислый газ). Теплопроводность CO_2 почти в 2 раза меньше теплопроводности воздуха, тогда как для CO , N_2 и O_2 этот показатель почти такой же, как у воздуха. Это обстоятельство используется для определения содержания CO_2 в дымовых газах по изменению теплопроводности смеси. Влияние водяных паров на теплопроводность газовой смеси устраняется сушкой газа в холодильнике, расположенном перед прибором.

Электрический газоанализатор (рис. 20.22, б) работает по схеме неуравновешенного моста, активные плечи которого R_1 — R_4 ,

изготовленные из тонкой платиновой проволоки, имеют одинаковое электрическое сопротивление. Плечи R_2 и R_4 помещаются в рабочие камеры, через которые непрерывно просасываются дымовые газы, а плечи R_1 и R_3 — в сравнительные камеры, в которых находится воздух.

Питание измерительного моста осуществляется от включенного в его диагональ источника постоянного тока B с реостатом R_5 для регулирования силы тока. К другой диагонали моста присоединен милливольтметр mV , градуированный в процентах содержания CO_2 . При протекании тока через сопротивления моста они нагреваются до температуры $100^\circ C$ и происходит теплоотдача стенкам камер через среду воздуха и просасываемых через камеры дымовых газов.

При просасывании через рабочие камеры дымовых газов, содержащих CO_2 , теплоотдача расположенных здесь проволок по сравнению с теплоотдачей проволок в сравнительных камерах уменьшается. В результате повышается температура, а вместе с ней и сопротивление плеч R_2 и R_4 , вызывая нарушение равновесия электрического моста и отклонение стрелки милливольтметра на угол, соответствующий содержанию CO_2 в исследуемом газе.

Контрольные вопросы

1. Что такое абсолютная и относительная погрешности измерения?
2. Что характеризует класс точности прибора?
3. Какие приборы используются для измерения температуры?
4. Каков принцип действия манометрического термометра?
5. Каковы принцип действия термометра сопротивления и его область применения?
6. На каком свойстве разнородных проводников основано действие термоэлектрических пирометров?
7. Укажите основные типы термопар и пределы их измерения.
8. Перечислите виды давления и в каких единицах оно измеряется.
9. Каково устройство и принцип действия жидкостных однотрубных манометров типа ТДЖ и ТНЖ?
10. Поясните устройство мембранного тягонапоромера типа ТМ-П1 (см. рис. 20.10).
11. Каковы устройство и принцип действия пружинных манометров?
12. Каково назначение электроконтактных манометров и где они используются?
13. Каково назначение электрических дистанционных манометров?
14. Каким образом давление среды преобразуется в электрический сигнал? В каком устройстве происходят такие преобразования?
15. Перечислите типы дифференциальных манометров.
16. Каково устройство мембранного дифференциального манометра типа ДМ?
17. Поясните принцип действия дроссельного расходомера.

18. Какие требования предъявляются к установке дроссельного расходомера?

19. Каков принцип действия и как устроен ротационный газовый счетчик?

20. Поясните устройство и принцип действия турбинного счетчика.

21. Каков принцип действия гидростатического уровнемера, приведенного на рис. 20.20?

22. По какому принципу работает переносной химический газоанализатор ГХП-3?

23. Поясните устройство и принцип работы электрического газоанализатора для измерения содержания CO_2 в продуктах горения.

24. Каков принцип работы магнитного газоанализатора для измерения содержания O_2 в продуктах горения?

21.1. Функции, выполняемые автоматикой

Системы автоматики современных котлов выполняют следующие функции:

- 1) автоматическое регулирование параметров работы:
 - давления пара в барабане паровых котлов или температуры горячей воды для водогрейных;
 - расхода воздуха на горение (соотношение расходов газ:воздух);
 - разрежения в топке;
 - температуры перегрева пара;
 - уровня воды в барабане (для паровых котлов);
- 2) автоматическая защита котла (автоматика безопасности) отключением подачи газа при следующих предаварийных показателях:
 - повышение давления пара для паровых котлов и температуры горячей воды для водогрейных;
 - повышение или понижение давления газа перед горелками;
 - понижение давления воздуха перед горелками;
 - понижение разрежения в топке;
 - погасание факела;
 - повышение или понижение уровня воды в барабане парового котла и отключение циркуляционных насосов для водогрейных котлов;
 - отключение электроэнергии;
- 3) световая и звуковая сигнализация при срабатывании автоматики по п. 2;
- 4) дистанционный контроль ряда параметров, выносимых на щиты управления и контроля. Набор параметров определяется проектной организацией, как правило, это разрежение в топке, давление воздуха за вентилятором, температура продуктов горения по дымовому тракту, силы тока электродвигателей дымососа и вентилятора и т.д.;
- 5) дистанционное управление направляющими аппаратами дымососа и вентилятора, питательным клапаном, регулирующим органом на газопроводе;
- 6) полуавтоматический или автоматический пуск котла.

21.2. Схемы регулирования основных параметров котельного агрегата

Для котлов типа ДКВР, ДЕ, КЕ схемами автоматического регулирования параметров предусмотрено автоматическое регулирование процесса горения топлива и питания котла водой. При автоматическом регулировании процесса горения обеспечиваются подача топлива в топку в зависимости от нагрузки котла, поддержание оптимального соотношения расходов топлива: воздух и устойчивого разрежения в топке.

Динамические свойства участков регулирования котла позволяют применять типовые схемы автоматического регулирования, такие как «Кристалл» (старая схема, снята с производства) или «Контур».

Система регулирования подачи топлива в топку обеспечивает соответствие паропроизводительности котла паровой нагрузке. В котлах типа ДКВР, ДЕ, КЕ роль регулятора нагрузки выполняет регулятор давления пара в барабане котла, воздействующий на изменение подачи топлива.

На рис. 21.1 приведена в общем виде принципиальная схема автоматического регулирования параметров котельного агрегата для указанных выше систем автоматического регулирования.

Схема включает регулирующий прибор, в который поступает сигнал от датчика регулируемой величины. Датчик — первичный прибор, который воспринимает изменение регулируемого параметра и преобразует его в электрический сигнал. Функция регулирующего прибора — принять команду в виде электрического сигнала от задатчика, сравнить ее с электрическим сигналом датчика, усилить имеющуюся разность электрических сигналов и дать команду на включение исполнительного механизма. Исполнительный механизм воздействует на регулирующий орган. Обратная связь (жесткая, гибкая и т.д.) улучшает качество регулирования.

На рис. 21.2 изображены структурные схемы регулирования параметров работы котельного агрегата:

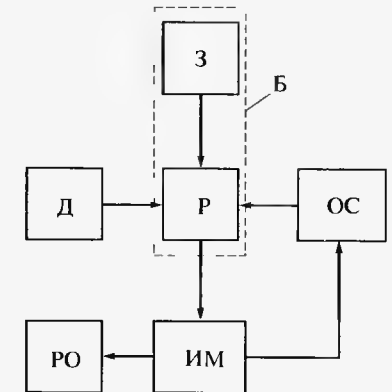


Рис. 21.1. Схема автоматического регулирования:

3 — задатчик; Р — регулятор; Д — датчик; ОС — обратная связь; ИМ — исполнительный механизм; РО — регулирующий орган; Б — блок регулятора с задатчиком

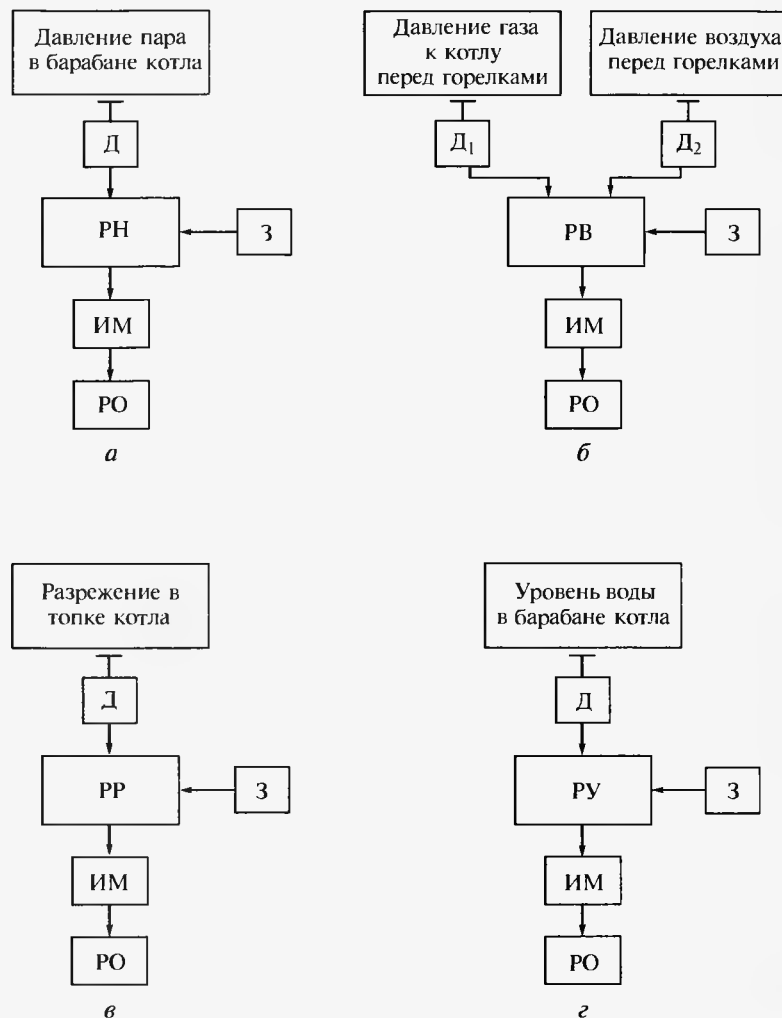


Рис. 21.2. Структурные схемы регулирования параметров работы барабанных котлов:

а — регулятор нагрузки; б — регулятор расхода воздуха; в — регулятор разрежения; г — регулятор питания; Д, Д₁, Д₂ — датчики; З — задатчик; ИМ — исполнительный механизм; РО — регулирующий орган; РН — регулятор нагрузки; РВ — регулятор воздуха; РР — регулятор разрежения; РУ — регулятор уровня

- давления пара в барабане (рис. 21.2, а);
- расхода воздуха по заданному соотношению расходов газ: воздух (рис. 21.2, б);
- разрежения в топке (рис. 21.2, в);
- уровня воды в барабане (рис. 21.2, г).

21.3. Принципиальная схема автоматической системы безопасности котельного агрегата

Принципиальная схема автоматической системы безопасности котельного агрегата приведена на рис. 21.3.

Каждый параметр контролируется индивидуальным комплексом приборов и устройств. Первичный электроконтактный прибор, обеспечивает связь с контролируемой средой и в случае предвостановленного состояния размыкает (замыкает) контакты электрической цепи, включая промежуточное реле. Промежуточное реле в свою очередь включает светозвуковую сигнализацию (сигнальные лампы, табло, звонок, сирена).

Реле времени, если оно включено в данную схему, обеспечивает временную задержку, во время которой можно перейти на дистанционное управление и вернуть параметры в пределы регулирования.

Если контролируемый параметр не удалось вывести из предвостановленного состояния, то реле времени разомкнет электрическую цепь электрического предохранительно-запорного клапана (ЭПЗК).

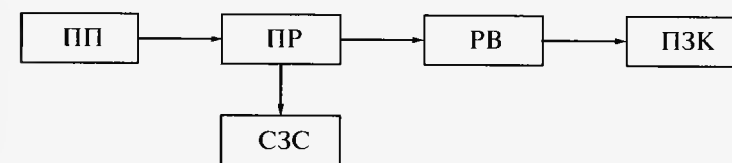


Рис. 21.3. Схема автоматической системы безопасности:

ПП — первичный прибор; ПР — промежуточное реле; СЗС — светозвуковая сигнализация; РВ — реле времени; ПЗК — предохранительный запорный клапан

В котлах типа ДКВР, ДЕ и ряда других в качестве клапанов-отсекателей используют клапаны ПКН (ПКВ), оборудованные электромагнитом, который монтируется, как правило, сбоку клапана на кронштейне. При наличии электрического напряжения на клеммах электромагнит удерживает ударный молоточек во взведенном состоянии. Если подача тока на электромагнит прекращается, ударный молоточек падает, клапан закрывается, подача газа прекращается.

Для некоторых контролируемых параметров (например, погасание факела) в схемах автоматической системы безопасности реле времени отсутствует. В этом случае при достижении предвостановленных значений таких контролируемых параметров промежуточное реле не только включает световую и звуковую сигнализацию, но и размыкает цепь питания ЭПЗК.

21.4. Первичные приборы (датчики) системы автоматического регулирования работы котлов

Датчиком регулятора давления пара в барабане котла является манометр электрический дистанционный типа МЭД, описание и принцип работы которого приведен в подразд. 20.3.

Датчиками в регуляторах расхода воздуха и разрежения в топке служат дифференциальные тягомеры ДТ-2 (рис. 21.4). Чувствительным элементом тягомера ДТ-2 является полая мембрана 8, закрепленная между двумя пластмассовыми дисками 7 и помещенная в герметизированную камеру.

Для подвода давлений служат два штуцера 6, один из которых связан с внутренней полостью мембраны, а другой — с надмембранным пространством камеры. При этом большее давление (плюс) подводится через нижний штуцер, меньшее (минус) — через верхний штуцер.

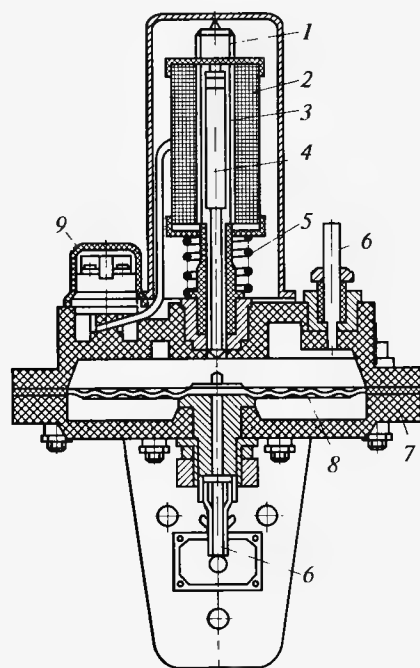


Рис. 21.4. Дифференциальный тягомер ДТ-2:

1 — регулировочная гайка; 2 — катушка дифференциально-трансформаторного преобразователя; 3 — разделительная трубка; 4 — плунжер; 5 — пружина; 6 — штуцер; 7 — пластмассовый диск; 8 — полая мембрана; 9 — клеммная коробка

При измерении избыточного давления верхний штуцер прибора соединяется с атмосферой, при измерении разрежения с атмосферой соединяется нижний штуцер. Под действием усилия, возникающего на мембране от перепада давлений, перемещаются центр мембранного блока, а следовательно, и плунжер 4, находящийся внутри катушки 2 дифференциально-трансформаторного преобразователя. Катушку можно перемещать с помощью пружины 5 и регулировочной гайки 1 по разделительной трубке 3 из немагнитного материала.

Датчиком регулятора уровня воды в барабане является дифференциальный манометр, соединенный с двухкамерным уравнительным сосудом (см. рис. 20.16).

В настоящее время широкое распространение получили преобразователи типа «Сапфир» (рис. 21.5), используемые в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и

обеспечивающие непрерывное преобразование значения измеряемого параметра — давления, разрежения, разности давлений — в унифицированный токовый выходной сигнал постоянного тока (0...5 или 4...20 мА).

Преобразователь «Сапфир» состоит из измерительного блока и электронного устройства.

Преобразователи различных параметров имеют унифицированное устройство и различаются только конструкцией измерительного блока.

Измеряемый параметр в результате действия камеры измерительного блока 1 линейно преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сопротивления тензорезисторов тензопреобразователя, размещенного в измерительном блоке. Электронное устройство преобразователя на базе этого изменения сопротивления формирует токовый выходной сигнал.

Чувствительным элементом тензопреобразователя 3 является пластина из монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, прочно соединенная с металлической мембраной тензопреобразователя.

Мембранный тензопреобразователь 3 размещен внутри основания 9. Внутренняя полость 4 тензопреобразователя заполнена кремнийорганической жидкостью и отделена от измеряемой среды металлической гофрированной мембраной 6, приваренной по наружному контуру к основанию 9. Полость 10 сообщается с окружающей атмосферой.

Измеряемое давление подается в камеру 7 фланца 5, который уплотнен прокладкой 8.

Измеряемое давление воздействует на мембрану 6 и через жидкость передается на мембрану тензопреобразователя, вызывая ее прогиб и изменение сопротивления тензорезисторов. Электрический сигнал от тензопреобразователя передается из измерительного блока 1 по проводам через герметичный вывод 2.

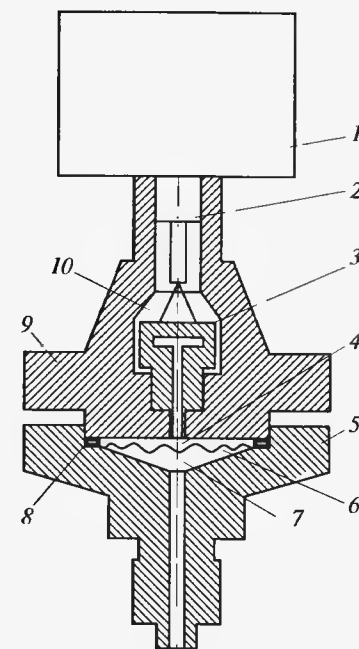


Рис. 21.5. Схема преобразователя «Сапфир»:

1 — измерительный блок; 2 — герметичный вывод; 3 — тензопреобразователь; 4 — внутренняя полость тензопреобразователя; 5 — фланец; 6 — мембрана; 7 — камера фланца; 8 — прокладка; 9 — основание; 10 — полость

21.5. Первичные приборы (датчики) автоматической системы безопасности

Датчиками автоматической системы безопасности являются ЭКМ — электроконтактный манометр — датчик давления пара (устройство прибора рассмотрено в подразд. 20.3, см. рис. 20.12); ЭКТ — электроконтактный термометр — контролирует температуру воды на выходе из водогрейного котла или экономайзера (см. подразд. 20.2); ДН — датчик напора; ДТ — датчик тяги; ДНТ — датчик напора и тяги; СПУ — сигнализатор предельных уровней. Эти датчики контролируют давление газа, давление воздуха и падение разрежения в топке котла, уровень воды в барабане котла.

Датчик-реле напора ДН-2,5 (рис. 21.6) состоит из штуцера 8, через который подается импульс давления (тяги) измеряемой среды, чувствительного элемента — мембраны 7, настроечной пружины 6, механизма настройки реле (показан маховик 9 механизма настройки). Контролируемая среда воздействует на мембрану, которая, перемещаясь, действует на кнопку микропереключателя 5, замыкая или размыкая электрическую цепь схемы защиты. Устройство датчика-реле тяги ДТ аналогично рассмотренному.

СПУ — сигнализатор предельных уровней (рис. 21.7) контролирует положение уровня воды в барабане котла. В уровнемерной колонке 2, соединенной с барабаном 3 котла по принципу сообщающихся сосудов, установлены два электрода 1 (на верхний и

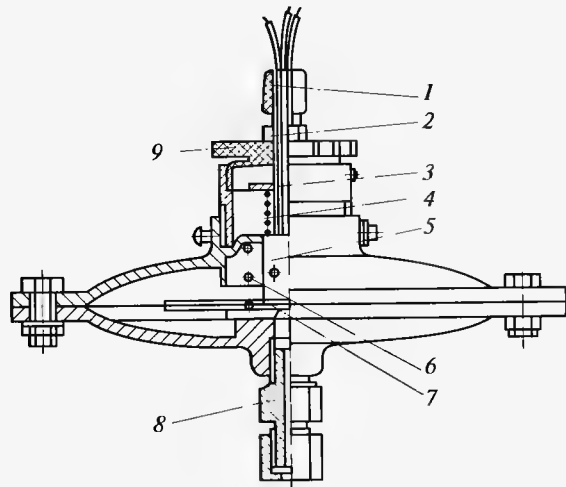


Рис. 21.6. Датчик-реле напора ДН-2,5:

1 — сальниковое уплотнение; 2 — гайка; 3 — шайба; 4 — возвратная пружина; 5 — микропереключатель; 6 — настроечная пружина; 7 — мембрана; 8 — штуцер; 9 — маховик механизма настройки

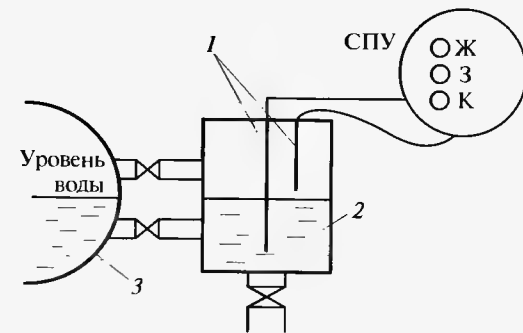


Рис. 21.7. Схема сигнализатора предельных уровней (СПУ):

1 — электроды; 2 — уровнемерная колонка; 3 — барабан котла; СПУ — табло сигнализатора с тремя лампочками — желтой Ж, зеленой З и красной К

нижний предельный уровень). На электроды подается напряжение. При уровне воды, находящемся между электродами, горит зеленая лампочка З на табло СПУ. При снижении уровня ниже нижнего электрода происходит размыкание электрической цепи и загорается красная лампочка К. В случае повышения уровня воды выше верхнего электрода загорается желтая лампочка Ж.

Контроль погасания пламени осуществляется с помощью контрольного электрода (ионизационного датчика) или с помощью фотодатчика, которые входят в состав запально-защитного устройства (ЗЗУ).

21.6. Запально-защитное устройство

Устройство ЗЗУ предназначено для автоматического или дистанционного розжига горелок, работающих на жидком или газообразном топливах. Входящий в комплект управляющий прибор 10 (автомат контроля пламени (АКП)) с датчиком осуществляет контроль за наличием факела в топке (рис. 21.8).

Управляющий импульс 1, поступающий в схему ЗЗУ от АКП, одновременно подает напряжение на высоковольтный трансформатор 8 и открывает электромагнитный клапан 5 запальника. Образовавшееся высокое напряжение поступает на центральный электрод запальника. Между корпусом запальника и центральным электродом образуется искра, которая воспламеняет газ. Импульс от появившегося факела передается от фотодатчика 11 (либо ионизационного датчика — контрольного электрода) на управляющий прибор АКП, где поступивший сигнал усиливается, в результате срабатывает промежуточное реле 9 управляющего прибора. Сигнал используется как разрешение на выполнение следующей операции растопки, т.е. на розжиг основной горелки 3.

21.7. Система автоматического регулирования «Контур»

Общие сведения. Система автоматического регулирования «Контур» предназначена для автоматизации котельных малой и средней мощности, оборудованных паровыми котлами ДКВР, ДЕ и водогрейными котлами ТВГМ.

Рассматриваемая система представляет собой комплект датчиков, усилителей, преобразователей и исполнительных механизмов, которые в разных сочетаниях позволяют комплектовать регуляторы разной структуры: с постоянной скоростью исполнительного механизма (астатические), с жесткой обратной связью (статические или пропорциональные), с упругой обратной связью (изодромные) и т.д.

Автоматизированная система регулирования. Работа паровых котлов обеспечивается средствами автоматического регулирования подачи воздуха на горение, разрежения в топке, уровня воды в барабане, поддержания давления пара в барабане котла и др. Схема автоматического регулирования приведена на рис. 21.10.

Датчиком в системе регулирования давления пара в барабане котла является манометр электрический дистанционный (МЭД), преобразующий рабочее давление пара в электрический сигнал, который поступает в регулятор Р-29 газа, где сравнивается с электрическим сигналом задатчика, соответствующим нормальной величине давления пара. При наличии разности этих электрических сигналов регулятор усиливает этот разбаланс и включает в работу электрический исполнительный механизм ИМ, изменяющий положение регулирующей заслонки, установленной на газовой линии. Изменение расхода газа на котел при этом происходит до тех пор, пока давление пара не выровняется.

В схеме регулирования подачи воздуха заданное соотношение расходов газ:воздух может осуществляться по-разному — путем измерения и сравнения расходов топлива и воздуха либо с помощью сравнения их давлений.

На схеме рис. 21.10 заданное соотношение расходов газ:воздух регулируется путем измерения давлений газа и воздуха. Датчиками давления газа и давления воздуха являются датчики ДТ-2. Электрические сигналы от датчиков ДТ-2 поступают в регулятор расхода воздуха и сравниваются с электрическим сигналом задатчика. При наличии разбаланса сигналов включается исполнительный механизм, который изменяет положение регулирующего органа на воздушной линии (осевого направляющего аппарата вентилятора, заслонки и др.). Датчиком в схеме регулирования разрежения в топке котла также является датчик ДТ-2. Электрический сигнал от него поступает в регулятор разрежения, где сравнивается с электрическим сигналом задатчика. При включении исполнитель-

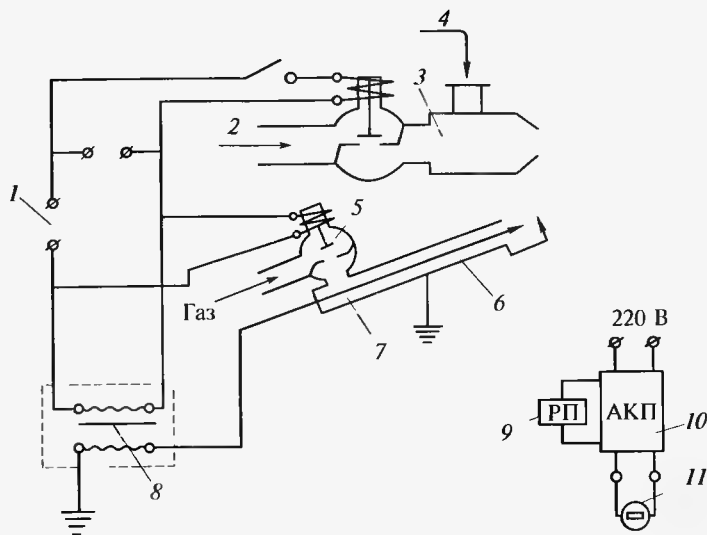


Рис. 21.8. Принципиальная схема запально-защитного устройства (ЗЗУ):

1 — управляющий импульс от автомата контроля пламени горелки (АКП); 2 — подача топлива в основную горелку; 3 — основная горелка; 4 — подача воздуха в основную горелку; 5 — электромагнитный вентиль; 6 — газовая линия запальника; 7 — центральный (высоковольтный) электрод; 8 — высоковольтный трансформатор; 9 — промежуточное реле РП; 10 — управляющий прибор АКП; 11 — фотодатчик

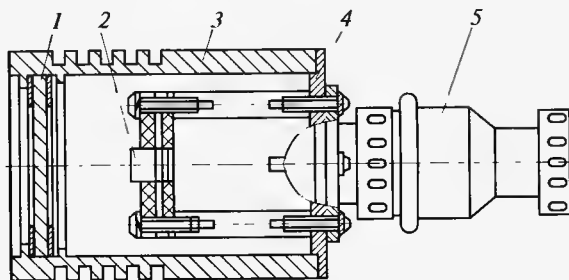


Рис. 21.9. Фотодатчик:

1 — стекло; 2 — фоторезистор; 3 — корпус; 4 — крышка; 5 — штепсельный разъем

В процессе работы котлоагрегата фотодатчик (либо ионизационный датчик) осуществляет контроль за факелом основной горелки: в случае его погасания выдает команду на прекращение подачи топлива 2. При этом подача воздуха 4 на основную горелку не отключается. На рис. 21.9 приведена конструкция фотодатчика, основными элементами которого являются корпус 3 и фоторезистор 2. Фоторезистор защищен кварцевым стеклом 1. Вывод проводов из фотодатчика осуществлен через штепсельный разъем 5.

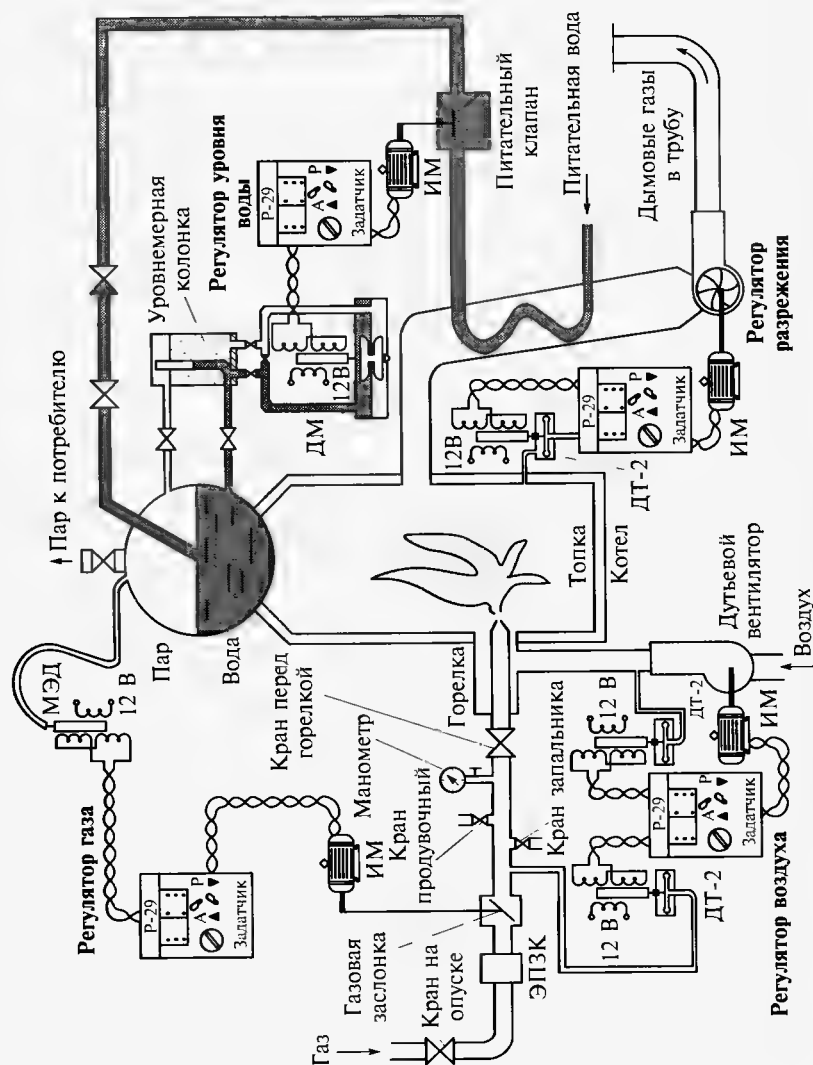


Рис. 21.10. Система автоматического регулирования «Контур»:

МЭД — манометр электрический дистанционный; Р-29 — регулятор; ИМ — исполнительный механизм; ДМ — дифференциальный манометр; ЭПЗК — электромагнитный предохранительный запорный клапан; ДТ-2 — дифференциальный тягомер

ного механизма ИМ происходит перемещение регулирующего органа (шибера, осевого направляющего аппарата дымососа).

В схеме регулирования уровня воды в барабане от датчика измерения уровня — дифференциального манометра ДМ-6, используемого в качестве гидростатического уровнемера, — электрический сигнал поступает в регулятор Р-29 уровня воды. При наличии разбаланса электрических сигналов ДМ-6 и задатчика включается исполнительный механизм ИМ, перемещающий положение питательного клапана, регулирующего подачу питательной воды в барабан котла.

Автоматика регулирования проверяется ежемесячно. Для проверки работы регуляторов необходимо:

- зафиксировать по прибору на щите котла значение регулируемого параметра;
- перевести режим работы регулятора из положения А автоматического регулирования на ручное управление Р;
- тумблером в сторону «больше» или «меньше» изменить значение параметра (не более чем на 10 %);
- перевести переключатель режима работы регулятора в исходное положение А автоматического регулирования.

Значение параметра по прибору должно восстановиться до начального.

Автоматическая система безопасности. Принципиальная схема автоматической системы безопасности парового котла приведена на рис. 21.11. Защита котла путем отключения подачи газа осуществляется при повышении давления пара, повышении и понижении уровня воды в барабане, понижении давления газа и воздуха перед горелками, понижении разрежения в топке, повышении температуры на выходе из экономайзера, отключении дымососа, погасании факела и прекращении подачи электроэнергии. На схеме показано, что в число датчиков контролируемых параметров в системе защиты включено также реле времени. Рассмотрим работу автоматики безопасности при повышении температуры воды на выходе из экономайзера.

Датчиком температуры является электроконтактный термометр ЭКТ. При замыкании электрического контакта стрелки прибора с неподвижным контактом прибора образуется замкнутая электрическая цепь промежуточного реле, которое, сработав, втянет три

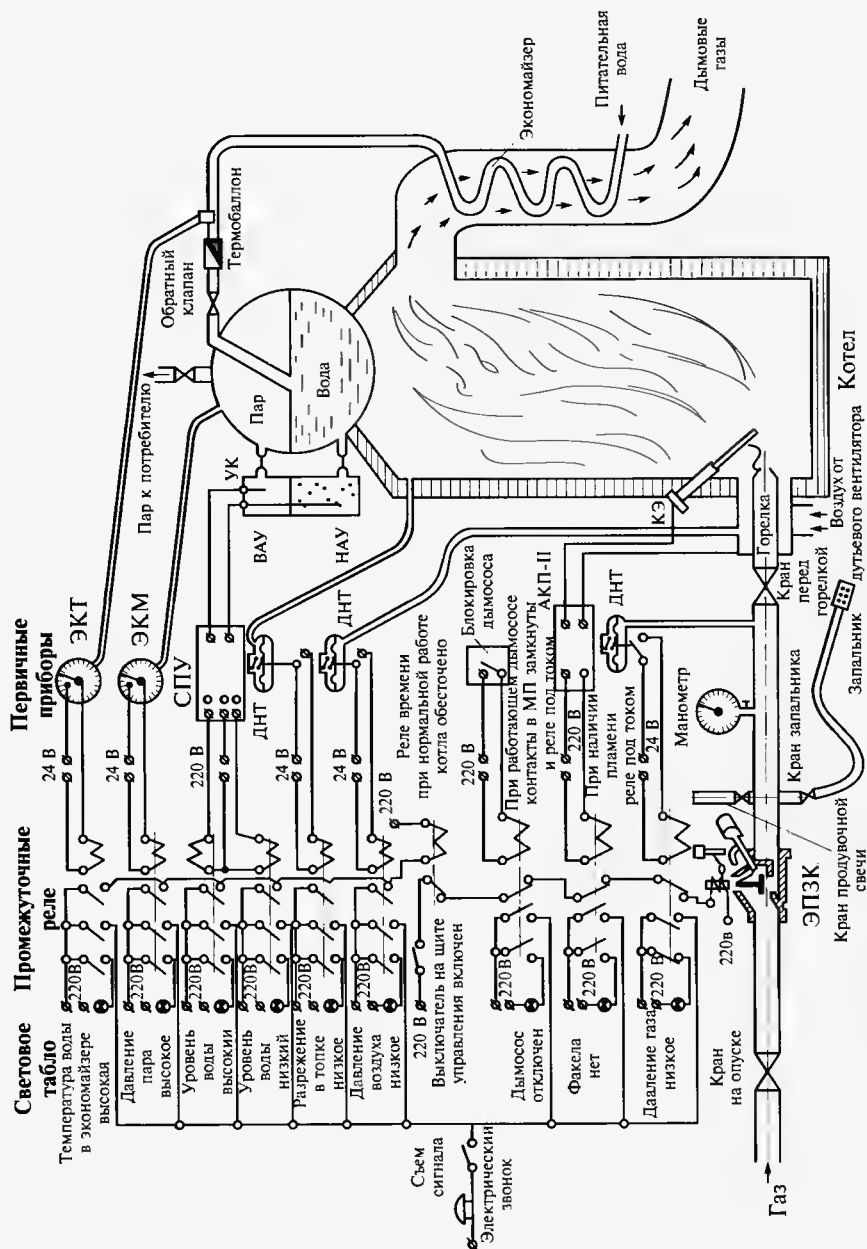


Рис. 21.11. Принципиальная схема автоматической системы безопасности парового котла в рабочем состоянии КИПиА газифицированных котельных;

ЭКТ — электроконтактный термометр (датчик температуры); ЭПЗК — электромагнитный предохранительный запорный клапан; ЭКМ — электроконтактный манометр (контроль давления пара); ВАУ, НАУ — датчики соответственно высшего и низшего аварийных уровней воды; СПУ — сигнализатор положения уровня воды; КЭ — контрольный электрод; АКП — автомат контроля пламени горелки; ДНТ — датчик разрежения в топке и давления воздуха; МП — магнитный пускатель; УК — урнемерная колонка

контакта и замкнет в свою очередь цепи световой и звуковой сигнализации, а также цепь реле времени (при нормальной работе котла цепь реле времени обесточена). По истечении определенного времени, если машинист, перейдя с автоматического регулирования на дистанционное управление, не вывел данный контролируемый параметр из предаварийного состояния, через цепь реле времени пойдет электрический ток. При этом произойдет размыкание контакта цепи, питающей электромагнитный клапан ЭПЗК. Подача газа на котел при этом прекратится.

Датчиком контроля давления пара является электроконтактный манометр ЭКМ. Датчиками контроля уровня в барабане являются два электрода (ВАУ и НАУ — соответственно высшего и низшего аварийного уровней), расположенные в урнемерной колонке барабана. Электроды подсоединены к сигнализатору положения уровня СПУ, который электрически связан с промежуточным реле. Датчиками разрежения в топке и давления воздуха являются ДНТ.

При погасании факела, отключении дымососа или понижении давления газа перед горелкой произойдет немедленное отключение подачи газа на котел. Так, например, при погасании факела разорвется электрическая цепь между контрольным электродом КЭ и корпусом горелки. Автомат контроля пламени АКП при этом разорвет электрическую цепь промежуточного реле. Одновременно замкнутся два контакта в цепях световой и звуковой сигнализации и разорвется электрическая цепь питания электромагнитного клапана ЭПЗК. Подача газа на котел прекратится.

Пуск и останов котла с автоматической системой «Контур». При розжиге котла, оснащенного автоматикой, полностью сохраняется порядок выполнения работ при розжиге котла без автоматики, который подробно будет изложен в подразд. 22.2 и 22.3. Дополнительно выполняются следующие операции.

При подготовке котлоагрегата к работе:

- все ключи управления на шите котла перевести в положение «отключено», регуляторы перевести на дистанционное (ручное) управление;

- подать напряжение на щит управления;
- проверить работу каждого исполнительного механизма и регулирующего органа. При нажатии на кнопку (тумблер) **Больше** рычаг изменяет положение, открывая регулирующий орган. При нажатии на кнопку **Меньше** рычаг возвращается в исходное положение, закрывая регулирующий орган.

Котлы с автоматической системой «Контур» могут оснащаться переносными запальниками и электрозапальниками, входящими в запально-защитное устройство (ЗЗУ).

При розжиге запально-защитным устройством:

- повернуть ключ управления котлом в положение **Розжиг**. При этом срабатывает ЗЗУ — включается реле времени, включается катушка зажигания, открывается газовый электромагнитный клапан (вентиль) запальника;
- при появлении пламени запальника контрольный электрод (или фотодатчик) ЗЗУ дает импульс на отключение катушки зажигания;
- после розжига горелок нажать на пульте котла кнопку **Пуск** и ввести в зацепление с электромагнитной защелкой ударный молоточек. На табло должна засветиться надпись **Автоматика безопасности включена**;
- проверить световую и звуковую сигнализацию автоматики безопасности.

Включение автоматики регулирования проводят через 1,5...2 ч после розжига горелок. Когда из воздушников или предохранительного клапана пойдет пар, закрыть их. Регулятор питания котла водой (регулятор уровня) перевести с дистанционного на автоматический режим. Когда давление пара будет равным или близким заданному значению, перевести переключатели режимов работы из положения дистанционного управления в автоматический режим в следующей последовательности:

- регулятор разрежения;
- регулятор расхода воздуха;
- регулятор давления пара в барабане котла.

Убедившись, что газовое оборудование и автоматика работают нормально, сделать запись в журнал о розжиге котла.

При плановом останове котла:

- вывести из зацепления с электромагнитной защелкой ударный молоточек ПЗК и уложить его на планку;
- перевести переключатель режима работы регулятора газа с автоматического на ручное управление;
- постепенно в соответствии с графиком останова котла снижать теплопроизводительность горелок до минимального уровня, при котором горелки котельного агрегата работают устойчиво;
- ключ управления котлом установить в положение **Защита отключена предварительно**;

- после выключения всех горелок ключ управления котлом поставить в положение **Выключено**;

- отключить питающее напряжение на щите управления котлом. Сделать запись в журнал о плановом останове котла.

21.8. Комплект средств управления

Общие сведения. Комплект средств управления (КСУ) предназначен для паровых и водогрейных котлов малой мощности, работающих на жидком и газообразном топливе низкого и среднего давлений. Автоматика КСУ — это продолжение развития ранее выпущавшейся системы автоматического управления АМК-У.

Для водогрейных котлов выпускается комплект средств управления КСУ-1-Г, могут быть две его модификации: КСУ-1-Г-2 — для низкого давления газа и КСУ-1-Г-3 — для среднего давления газа.

Для паровых котлов имеются три его модификации: КСУ-2П-1-Г — для котлов с естественной циркуляцией, работающих под разрежением; КСУ-2П-2-Г — для котлов с естественной циркуляцией, работающих под наддувом; КСУ-2П-3-Г — для прямоточных котлов, работающих под наддувом.

Комплект средств управления КСУ-1-Г. На рис. 21.12 показан комплект средств управления КСУ-1-Г, который обеспечивает двухпозиционное регулирование температуры горячей воды на выходе из водогрейного котла, а также регулирование подачи воздуха и разрежения в топке.

Защита котла средствами автоматики с целью обеспечения его безопасной работы осуществляется путем контроля важнейших параметров работы котла, в числе которых следующие:

- повышение температуры горячей воды;
- понижение и повышение давления газа перед горелками;
- понижение и повышение давления воды в котле;
- понижение давления воздуха перед горелками;
- понижение разрежения в топке;
- погасание пламени горелки;
- исчезновение напряжения питания;
- неисправности блоков комплекта.

Автоматика обеспечивает: световую и звуковую аварийную сигнализацию с запоминанием первопричины по каждому из аварийных параметров; предупредительную сигнализацию при нарушении работы одного из резервных каналов и при повышении температуры отходящих газов; выдачу на диспетчерский пункт сигналов о подаче питающего напряжения на комплект и об аварийном останове котла; дистанционное включение и отключение котла, а также включение регулирования; работу общекотельного уст-

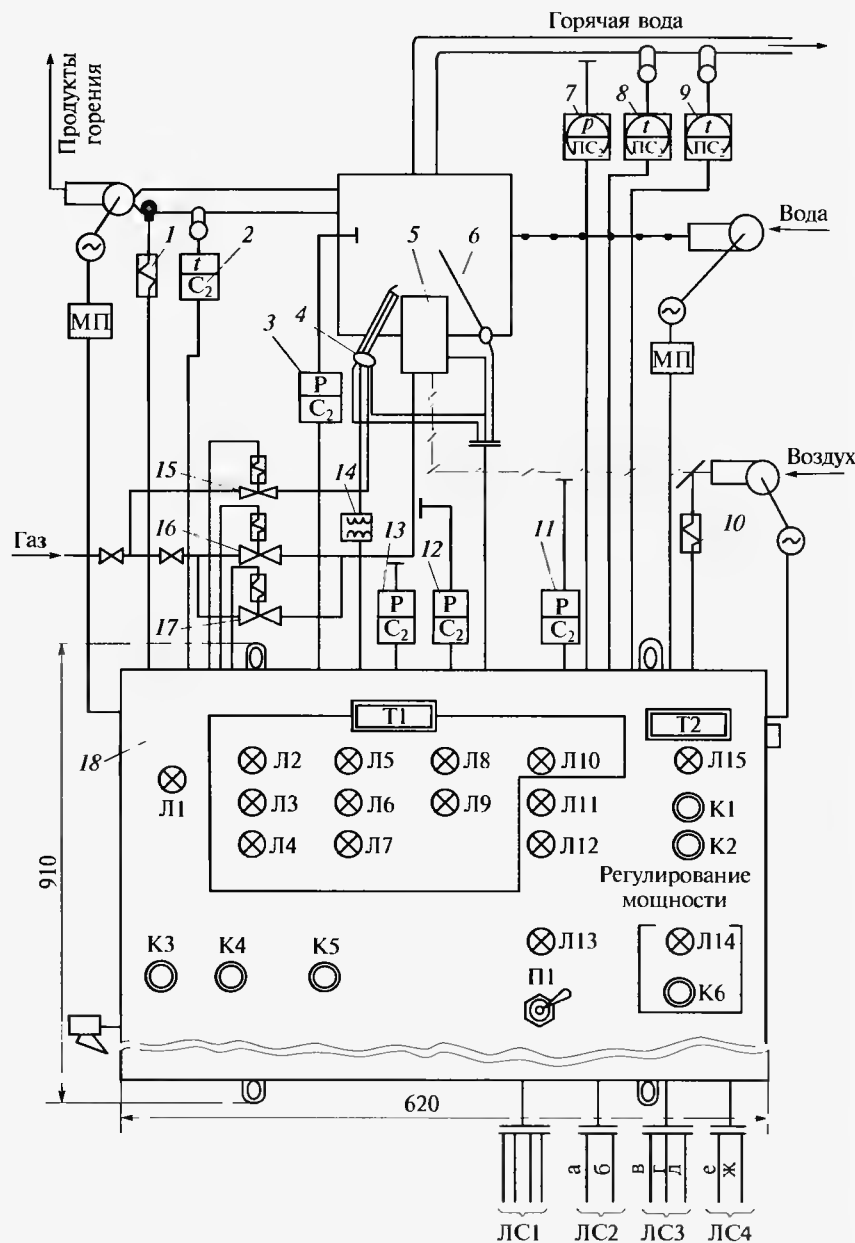


Рис. 21.12. Принципиальная схема комплекта средств автоматического управления КСУ-1-Г работой котла:

1, 10 — исполнительные механизмы типа ЭИМ; 2 — датчик-реле температуры; 3, 11, 12, 13 — датчики-реле тяги, давления и напора; 4 — электрозапальник; 5 — горелка; 6 — контрольный электрод; 7 — электроконтактный манометр; 8, 9 — манометрические термометры; 14 — катушка зажигания; 15 — клапан-отсекатель запальника; 16, 17 — отсежные клапаны «большого» и «малого» горения; 18 — шкаф комплекта; Т1 — табло Авария; Т2 — табло Работа; Л1—Л15 — лампы (Л1 — Сеть; Л2 — Нет пламени; Л3 — Разрежение низкое; Л4 — Давление воздуха низкое; Л5 — Давление воды низкое; Л6 — Давление воды высокое; Л7 — Температура воды высокая; Л8 — Давление газа низкое; Л9 — Давление газа высокое; Л10 — Комплект неисправен; Л11 — Нет резервирования; Л12 — Температура отходящих газов высокая; Л13 — Котел отключен общекотельным устройством; Л14 — Включено; Л15 — Пуск); К1—К6 — кнопки (К1 — Пуск; К2 — Стоп; К3 — Отключение звуковой сигнализации; К4 — Отключение световой сигнализации; К5 — Контроль сигнализации; К6 — Регулирование мощности); П1 — переключатель Работа с общекотельным устройством; ЛС1—ЛС4 — линии связи (ЛС1 — Питающая сеть 380/220 В, 50 Гц; ЛС2 — Сигнал диспетчеру (а — Включение питающего напряжения; б — Авария); ЛС3 — Дистанционное управление (в — Пуск; г — Останов; д — Включение регулирования); ЛС4 — Сигналы от общекотельного устройства регулирования (е — Пуск / Стоп; ж — Малое горение / Большое горение)); С₂ — самопишущий прибор

ройства регулирования; автоматический пуск и останов котла; рабочую сигнализацию.

Основными элементами системы автоматического управления КСУ-1-Г являются:

- шкаф комплекта 18 (см. рис. 21.12), в котором размещены все элементы, обеспечивающие управление пуском и остановом, регулирование, защиту, сигнализацию и т.д.;
- блок питания газовый;
- устройства розжига и контроля пламени;
- датчики давления, напора, тяги, уровня воды в барабане и т.д.

Блок питания газовый (рис. 21.13) — устройство, позволяющее выполнять не только подачу и отсечку газа, но и ступенчатое регулирование расхода, а также включение или отключение газового запальника.

В корпусе 9 блока имеются два отверстия с седлами, перекрываемыми клапанами «большого» 11 и «малого» 8 горения, которые могут перемещаться в основной полости крышки 12. В правой части крышки имеется дополнительная полость, в которой расположен клапан 7 запальника. Привод клапанов осуществляется специальными электромагнитами 1, 2, 3. Клапаны с помощью штоков 13 и 16 соединены с сердечниками электромагнитов и с помощью пружин 15 прижимаются к седлам.

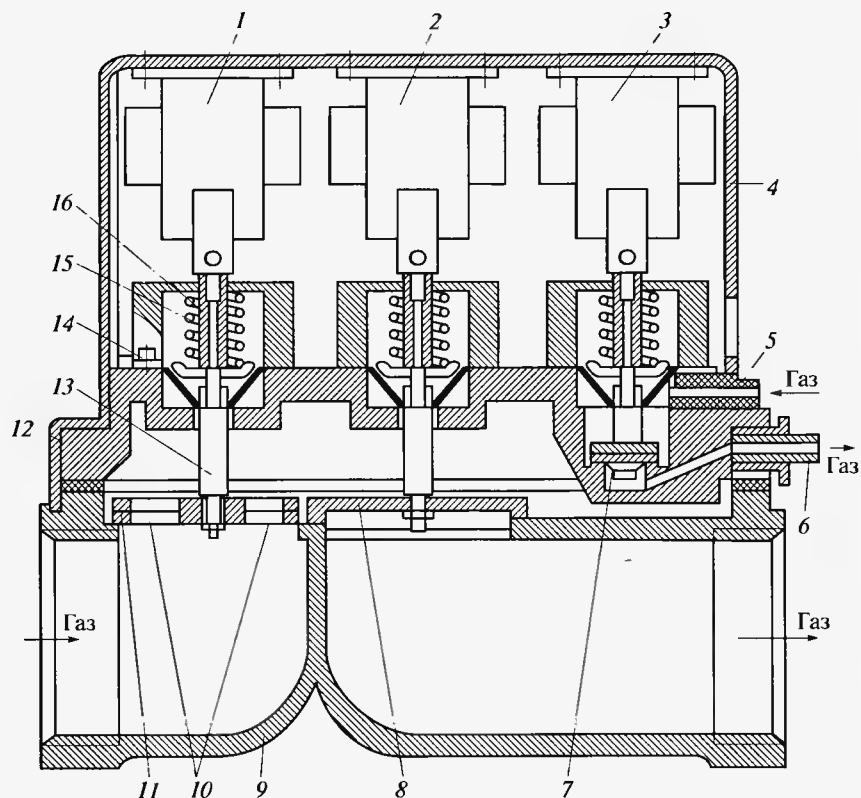


Рис. 21.13. Блок питания газовый (БПГ):

1, 2, 3 — электромагниты; 4 — коробка; 5, 6 — штуцеры; 7 — клапан запальника; 8 — клапан «малого» горения; 9 — корпус блока; 10 — отверстия в клапане «большого» горения; 11 — клапан «большого» горения; 12 — крышка; 13, 16 — штоки; 14 — мембрана; 15 — пружина

Для предотвращения проникновения газа из основной и дополнительной полостей крышки в коробку 4, где находятся электромагниты, служат мембраны 14.

В исходном положении, когда электромагниты обесточены, все три клапана находятся в закрытом положении, вследствие чего газ не подается к основной горелке и запальнику. Тем не менее, газ через отверстия 10 в клапане 11 «большого» горения поступает из корпуса в основную полость крышки 12 и дополнительно поджигает клапан 8 «малого» горения к седлу, обеспечивая его герметичность.

Через штуцер 5 газ подается к клапану запальника. При подаче электрического тока на электромагнит 3 в него втягивается сердечник и за счет этого поднимается клапан 7 и газ направляется к запальному устройству через штуцер 6. Поступление газа к основ-

ной горелке для ее работы на малом режиме происходит при подаче тока на электромагнит 2 и подъеме клапана 8. В этом случае расход газа определяется диаметрами отверстий 10 в клапане 11 «большого» горения.

При переводе основной горелки на номинальный режим горения на электромагнит 1 подается ток и открывается клапан «большого» горения 11.

Автоматическая система регулирования. Работа котла контролируется средствами автоматического регулирования, которые обеспечивают поддержание в заданных пределах температуры воды на выходе из котла, подачу воздуха и разрежение в топке. Регулирование может осуществляться в двух режимах: совместно с общекотельным устройством регулирования и автономно без него.

Выбор режима регулирования осуществляется тумблером П1. **Работа с общекотельным устройством** (см. рис. 21.12). При работе без общекотельного устройства датчиком в системе регулирования является контактный манометрический термометр 8.

Если температура горячей воды находится в интервале между нижним и верхним регулируемыми значениями, газ к горелке поступает через два отсечных клапана «большого» 11 (см. рис. 21.13) и «малого» 8 горения. Заслонки на воздухопроводе и газоходе полностью открыты. В этом случае горелка котла работает со 100%-ной тепловой мощностью. Температура горячей воды при этом повышается. При достижении верхнего регулируемого уровня температуры происходит замыкание контакта манометрического термометра и отключение электрического питания электромагнитного клапана «большого» горения. Тепловая мощность горелки снижается при этом до 40 %. Одновременно с отключением клапана «большого» горения срабатывают электрические исполнительные механизмы ЭИМ 1 и 10, перекрывая частично газоход и воздуховод, т.е. обеспечивая необходимые расход воздуха и разрежение в топке.

При работе с общекотельным устройством комплект КСУ-1-Г выполняет следующие команды: сигнал на пуск котла; сигнал на останов котла; сигнал на установку 100 % тепловой мощности; сигнал на установку 40 % тепловой мощности горелки и соответствующее этой нагрузке прикрытие заслонок на воздушной и дымовой линиях.

Автоматика системы безопасности. Далее приводятся параметры работы котла, по которым осуществляется его защита, и используемые при этом датчики:

- температура горячей воды — электроконтактный манометрический термометр 9 (см. рис. 21.12) типа ТПГ-СК;
- давление газа — датчик верхнего уровня (реле давления 12 типа ДД-06-11К), датчик нижнего уровня (реле давления 13 типа ДД-06-11К);

- давление воздуха — датчиком является реле напора 11 типа ДН-250-11К;
- разрежение в топке — датчиком является реле тяги 3 типа ДТ-40-11К;
- давление воды — электроконтактный манометр 7 типа ЭКМ-IV;
- погасание пламени — контрольный электрод 6 типа КЭ.

При срабатывании датчиков, контролирующих параметры безопасности, а также при исчезновении напряжения питания обесточиваются исполнительные реле, разрывая цепи питания электромагнитных клапанов «большого» и «малого» горения, и подача газа к котлу прекращается. Одновременно загораются световое табло Т1 **Авария** и сигнальная лампа первопричины аварии, замыкается цепь питания звукового сигнала. Звуковой сигнал отключают нажатием кнопки К3 **Отключение звуковой сигнализации**. После сброса сигнализации и после остановочной вентиляции комплект вновь готов к работе, но пустить его можно только с помощью кнопки К1 **Пуск**, а не дистанционно.

Пуск и останов котла. Перед началом работы комплекта необходимо ввести на наборном поле дешифратора временные выдержки (программу работы автоматики): задержки на включение контроля разрежения, на понижение давления воды и воздуха, на предварительную вентиляцию топки, на розжиг запальника, розжиг основного факела, на установление устойчивого горения основного факела, прогрева котла, послеостановочную вентиляцию.

Перед каждым пуском необходимо выполнять операции в следующей последовательности.

1. Включить автоматический выключатель (при этом загорается лампа Л1 **Сеть**) (см. рис. 21.12).
2. Проверить исправность световой и звуковой сигнализации нажатием кнопки К5 **Контроль сигнализации**.
3. Убедиться в отсутствии аварийных параметров.
4. Выбрать режим работы комплекта (с общекотельным устройством или без него) путем установки тумблера П1 в соответствующее положение.

Для пуска котла необходимо нажать кнопку К1 **Пуск**, и комплект начинает отработывать программу розжига, при этом последовательность выполнения операций следующая.

1. Ставится под контроль отсутствие аварийного состояния температуры и давления воды.
2. Включаются электродвигатели вентилятора, дымососа, циркуляционного насоса.
3. Заслонки на воздуховоде и газоходе открываются полностью (100%-ное открывание).
4. Проводится вентиляция топки и газоходов.
5. Начинается цикл розжига запальника: подается питание на катушку зажигания 14 типа Б-115 и открывается электромагнит-

ный клапан запальника, включается контроль действия устройства защиты по погасанию пламени. После поступления сигнала о наличии пламени запальника подается питание на электромагнитный клапан «малого» горения. После отсчета определенного времени отключается контрольный электрод пламени запальника и подключается контрольный электрод горелки. Далее загорается световое табло Т2 **Работа** и гаснет лампочка Л15 **Пуск**; отсчитывается время на достижение устойчивого горения факела и отключается электромагнитный клапан запальника. Затем осуществляется прогрев котла, и котел готов к регулированию мощности; включение кнопки К6 **Регулирование мощности** в режиме работы без общекотельного устройства осуществляется после включения светового табло Т2 **Работа** по истечении времени, указанного в инструкции по эксплуатации котла.

Для останова котла оператору достаточно нажать на кнопку К2 **Стоп**, а при полном окончании работы — отключить автоматический выключатель сети.

21.9. Управление работой котельного агрегата с помощью программно-технического комплекса

Структурная схема систем управления. Современные котельные и тепловые электрические станции оснащены автоматическими системами управления технологическими процессами (АСУ ТП), различающимися структурой, техническими средствами и выполняемыми функциями.

Рассмотрим в качестве примера АСУ горелочными устройствами котельного агрегата. Объектом управления являются горелочные устройства котельного агрегата. Четыре горелки расположены на фронтальной стене в два яруса. К каждой горелке подведены газ и воздух с помощью трубопроводов, на которых установлены задвижки с электроприводами. Горелки оснащены запально-зажигательными устройствами (ЗЗУ) факелов запальника и основного факела.

Розжиг горелок и их выключение проводятся с заданной очередностью. Операции по управлению арматурой и ЗЗУ выполняются в последовательности, определенной технологическим регламентом.

Система выполняет в автоматизированном режиме совокупность информационно-вычислительных и управляющих функций.

В информационно-вычислительные функции входят следующие операции:

- представление информации о ходе технологического процесса и состоянии оборудования (режимы управления, положение арматуры и др.);

- сигнализация о нарушениях технологического процесса.

Информация о работе оборудования выводится на средства отображения автоматически или по запросу машиниста котла. Применяется следующий принцип представления информации: сначала выдается групповой сигнал о появлении нарушения, а затем (после вызова видеокадра с нарушением) указывается место и характер нарушения на вызванном видеокадре.

Управляющие функции АСУ ТП включают в себя следующее:

- программное логическое управление технологическими операциями по розжигу и управлению горелок;

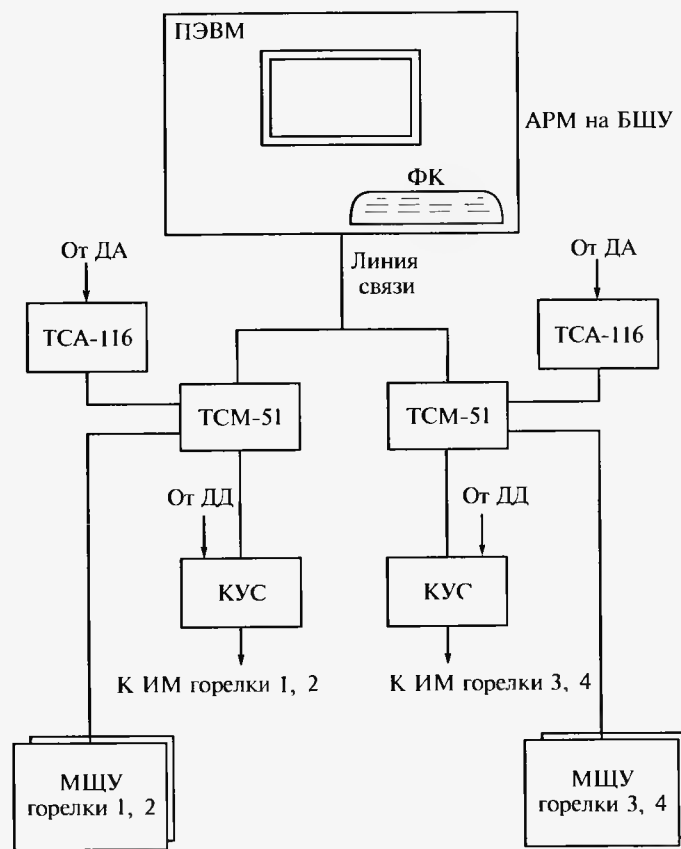


Рис. 21.14. Структурная схема системы управления:

ПЭВМ — персональная электронно-вычислительная машина; ТСМ — программируемый логический контроллер; ТСА — блок ввода аналоговых сигналов от датчиков аналоговых ДА; КУС — релейный блок (преобразователь сигналов); АРМ — автоматизированное рабочее место; БЩУ — блочный щит управления; ФК — функциональная клавиатура; ДД — дискретные датчики; МЩУ — местные щиты управления; ИМ — исполнительный механизм; ДД — дискретные датчики

- автоматическую защиту и блокировку;
- дистанционное управление исполнительными механизмами (ИМ) с автоматизированного рабочего места (АРМ) на блочном щите управления (БЩУ) с помощью функциональной клавиатуры (ФК);

- управление ИМ с местных щитов управления (МЩУ), индивидуальных для каждой горелки.

Структурная схема АСУ ТП представлена на рис. 21.14. Система содержит следующую автоматику:

- АРМ машиниста, выполненное на базе ПЭВМ, снабженной функциональной клавиатурой (ФК);

- программируемый логический контроллер (микропроцессорный регулятор) (в схеме указан контроллер типа ТСМ-51);

- релейные блоки КУС, служащие для преобразования сигналов с напряжением 220 В, формируемых конечными выключателями ИМ, в сигналы с напряжением 24 В, поступающие на входы в контроллеры, а также для преобразования выходных сигналов контроллеров с напряжением 24 В в сигналы с напряжением 220 В, подаваемые на входы магнитных пускателей электродвигателей задвижек;

- МЩУ, предназначенные для управления ИМ горелок по месту.

Контроллер ТСМ-51 имеет сравнительно небольшую информационную мощность, поэтому используется в данной схеме для управления работой лишь двух горелок. Если котельный агрегат оснащен четырьмя горелками, то для управления их работой необходимо иметь два контроллера.

Контроллеры объединены между собой и ПЭВМ линией связи. Сигналы в систему поступают от аналоговых датчиков (ДА) (указатели положения шиберов на воздушных линиях горелок) и от дискретных датчиков (ДД) (конечные выключатели, датчики наличия факела).

Работа машиниста котла с АСУ ТП. На блочном щите управления БЩУ установлена ПЭВМ с дисплеем и управляющая ФК, сигналы от клавиш которой воспринимаются и обрабатываются специальным программным пакетом, используемым для организации АРМ машиниста. Лицевая панель ФК представлена на рис. 21.15. На этой клавиатуре ДУ и МУ — соответственно дистанционное и местное управление.

При включении системы на экран дисплея автоматически вызывается обзорная мнемосхема, где условно изображены горелки нижнего и верхнего ярусов с указанием их номеров, отмечено, на каких горелках имеется факел, показаны расходы газа (мазута) и воздуха на отдельную горелку или группу горелок.

При нажатии на любую кнопку **F1—F10** из группы «Вызов горелок» на экран выводится мнемосхема (рис. 21.16) с изображением вызванной горелки соответствующего номера и относящихся к

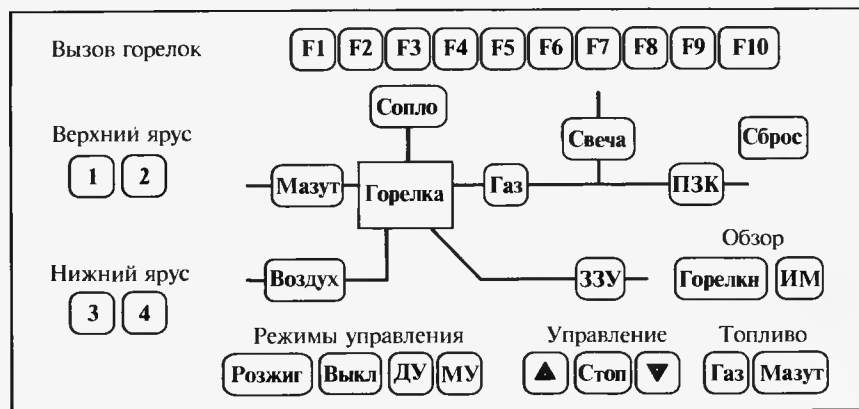


Рис. 21.15. Лицевая панель функциональной клавиатуры (ФК):
F1—F10 — программы вызова горелок; **ЗЗУ** — запально-защитное устройство;
ПЗК — предохранительный запорный клапан; **ИМ** — исполнительный механизм;
ДУ, МУ — соответственно дистанционное и местное управление

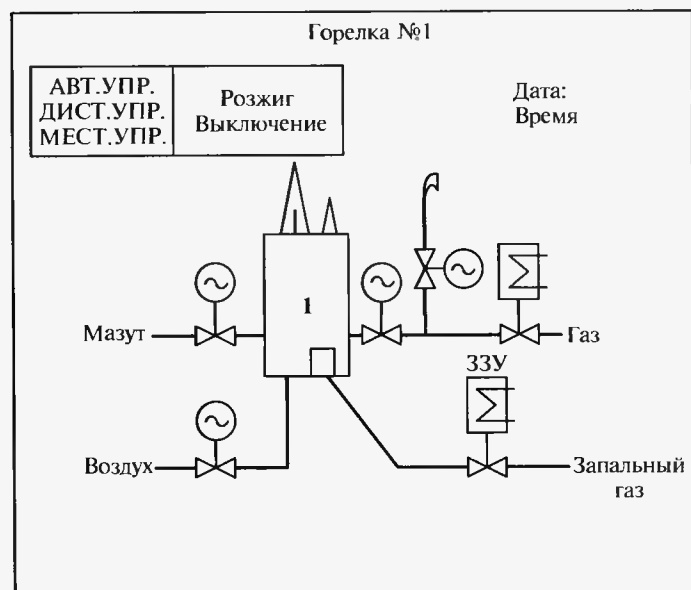


Рис. 21.16. Мнемосхема горелочного устройства **1**, вызванная нажатием кнопки **F1** на функциональной клавиатуре:

АВТ. УПР., ДИСТ. УПР., МЕСТ. УПР. — кнопки автоматического, дистанционного, местного управления соответственно

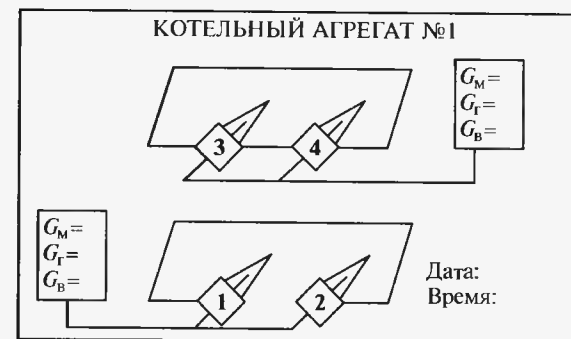


Рис. 21.17. Стартовая обзорная мнемосхема

ней исполнительных механизмов. Кнопки **Мазут, Воздух, Сопло, Газ, Свеча, ЗЗУ** и **ПЗК**, расположенные на панели функциональной клавиатуры (см. рис. 21.15), служат для вызова ИМ данной горелки. Кнопки группы «Управление»: **▲, Стоп, ▼** используются для открывания или закрывания вызванной задвижки или включения/отключения ЗЗУ. Четыре кнопки из группы «Режимы управления» используются в целях задания для вызванной горелки одного из режимов: **Розжиг, Выкл** (выключение), **ДУ** (дистанционное управление), **МУ** (местное управление). При задании режима **Розжиг** необходимо с помощью одной из кнопок группы «Топливо» указать вид используемого топлива (**Газ** или **Мазут**).

Посредством двух кнопок группы «Обзор» можно вызвать стартовую обзорную мнемосхему (рис. 21.17), содержащую обобщенную информацию по всем четырем горелкам (кнопка **Горелки**) (см. рис. 21.15), или таблицу, в которой сведена информация о положении всех горелок (кнопка **ИМ**).

С помощью кнопок на панели ФК из группы «Режимы управления» (см. рис. 21.15) для вызванной горелки может быть задан автоматический розжиг, автоматическое выключение, ДУ или МУ. В последнем случае переключения ИМ для данной горелки могут проводиться только с МЩУ.

Заданный режим управления указывается в левом верхнем углу экрана. Для управления ИМ в режиме **ДУ** необходимо его вызвать нажатием соответствующей кнопки, расположенной на мнемоническом изображении горелки на ФК.

Управление ИМ с МЩУ осуществляется поворотом ключей, расположенных на его (МЩУ) панели.

Контрольные вопросы

1. Какие функции выполняет система автоматики котлов?
2. Какие элементы включает в себя структурная схема автоматического регулирования «Контур»?

3. Какова структурная схема автоматической системы безопасности «Контур»?

4. Какие первичные приборы (датчики) используются в системе автоматического регулирования «Контур»?

5. Каковы устройство и принцип действия дифференциального тягомера ДТ-2?

6. Поясните устройство и принцип действия датчика-реле напора ДН-2,5 (см. рис. 21.6).

7. Объясните устройство и принцип действия сигнализатора предельных уровней СПУ.

8. Каковы назначение и структура запально-защитного устройства?

9. Какие типы датчиков используются для контроля за наличием факела горелки? Опишите принцип их работы.

10. Пользуясь схемой автоматического регулирования, показанной на рис. 21.10, поясните, как осуществляется поддержание давления пара в барабане котла, поддерживается заданное соотношение расходов топлива и воздуха, поддерживается заданное разрежение на выходе из топки и уровень воды в барабане котла.

11. При нарушении каких параметров работы котельного агрегата происходит отключение подачи топлива системой защиты котла?

12. Пользуясь схемой автоматической системы безопасности, представленной на рис. 21.11, проследите порядок действия защиты котла при достижении предаварийных значений параметров работы котельного агрегата.

13. В чем заключаются операции подготовки и включения в работу автоматики «Контур» при пуске котельного агрегата?

14. Каковы функции комплекта средств управления КСУ-1-Г?

15. Каким образом осуществляется регулирование параметров работы водогрейного котла, оборудованного автоматикой КСУ-1-Г (см. рис. 21.12)?

16. Каким образом осуществляется защита водогрейного котла с автоматикой КСУ-1-Г?

17. Как пустить в работу водогрейный котел с автоматикой КСУ-1-Г?

18. Поясните назначение основных элементов структурной схемы управления работой горелок (см. рис. 21.14).

19. Каким образом осуществляется работа машиниста котла с АСУ горелочными устройствами?

22.1. Общие положения

Эксплуатация паровых и водогрейных котлов ведется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора России, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ), «Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления», инструкциями заводов-изготовителей, а также в соответствии с местными инструкциями, к числу которых относятся следующие инструкции:

- должностные — определяют права и обязанности персонала;
- технические — определяют условия безопасной и экономической работы котлов и отдельных их элементов;
- по технике безопасности — в них указываются необходимые правила и мероприятия, которые являются обязательными, так как обеспечивают условия безопасной работы персонала;
- аварийные — в них указываются мероприятия по предотвращению развития и ликвидации аварий;
- другие нормативно-технические документы.

«Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора России распространяются на котлы с давлением более 0,07 МПа и водогрейные котлы с температурой воды не ниже 115 °С. В них определены требования к конструкции, изготовлению, ремонту и материалу указанного оборудования, указана номенклатура и количество арматуры, измерительной техники, защит, приборов автоматики, а также приведены требования к обслуживающему оборудованию.

Котельная установка является весьма опасным производственным объектом и поэтому на нее распространяются требования Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Федеральный закон определяет правовые и экономические основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты, к локализации и ликвидации последствий возможных аварий.

В соответствии с федеральным законом правовую основу промышленной безопасности составляет следующий набор документов:

1) лицензирование видов деятельности (проектирование, строительство, эксплуатация, реконструкция, изготовление, монтаж, наладка, ремонт и т.д.) в области промышленной безопасности. Решение о выдаче лицензии на эксплуатацию опасного производственного объекта выдается при наличии акта приемки объекта в эксплуатацию или положительного заключения экспертизы промышленной безопасности, а также декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта;

2) сертификация технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; экспертиза промышленной безопасности технических устройств;

3) требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта (обеспечение укомплектованности штата работников опасного производственного объекта, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям; наличие на опасном производственном объекте нормативных правовых актов и нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте; организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности; обеспечение наличия и функционирования необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами; обеспечение проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, диагностики и испытания технических устройств в установленные сроки и т.д.).

На электростанциях эксплуатация оборудования организована по цеховому принципу. В числе цехов — котельный, турбинный (или котлотурбинный), топливно-транспортный, топливоподачи, механический, химводоподготовки, электроцех, КИПиА и др.

Границей раздела котельного цеха с цехом подачи топлива обычно служат выходные воронки бункеров сырого топлива (перед питателями), обслуживаемые цехом топливоподачи. Границей раздела котельного цеха с турбинным цехом служат задвижки на главных паропроводах котлов.

В небольших котельных структура значительно упрощена, и они представляют собой бесцеховую единую организацию, возглавляемую начальником котельной.

Эксплуатация паровых и водогрейных котлов и котельного оборудования заключается в обслуживании котельных агрегатов, вспомогательного оборудования (подачи и подготовки топлива, дымососов, вентиляторов, насосов, систем удаления шлака и золы, систем улавливания золы, газоходов и дымовых труб). Кроме того, на персонал котельной возложена задача эксплуатации систем ото-

пления, технического водоснабжения и пожаротушения, систем дренажных и продувочных трубопроводов, зданий и сооружений цеха, организации ремонта этого оборудования с целью поддержания его в работоспособном состоянии и обеспечения готовности к несению нагрузок.

В соответствии с ПТЭ персонал котельного цеха (котельной) должен обеспечить надежную работу всего основного и вспомогательного оборудования, возможность достижения номинальной производительности, параметров пара и воды, экономичный и бесшлаковый режимы работы, установленные на основе испытаний и заводских инструкций, регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива. В ПТЭ изложены основные требования к эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования (растопки, останова, основные режимы работы, условия немедленного останова работы оборудования и остановов, требующих соответствующего разрешения и др.).

В инструкциях приводятся технические характеристики и подробное описание оборудования, порядок и сроки технического обслуживания, контроля, ремонтов, даются предельные значения и отклонения параметров, рекомендации по безопасному обслуживанию, приводятся правила безопасной работы обслуживающего персонала.

Только четкое знание и строгое выполнение всех указанных правил, инструкций и указаний по ведению режимов работы позволяет машинисту котла обеспечивать грамотную эксплуатацию оборудования, правильно ориентироваться и принимать решения при возникновении аварийных ситуаций. Сложность оборудования заставляет предъявлять высокие требования к обслуживающему персоналу котельной.

Все вновь принимаемые на электростанцию рабочие, не имеющие производственной специальности или меняющие ее, обязаны пройти профессионально-техническую подготовку в объеме требований квалификационной характеристики в соответствии с единым тарифно-квалификационным справочником (ЕТКС).

Подготовка рабочих ведется, как правило, в учебных комбинатах или профессионально-технических училищах (ПТУ).

Лица, получившие теоретическую и производственную подготовку, проходят стажировку и проверку знаний на предприятиях, где они будут работать. В процессе стажировки изучаются оборудование станции (котельной), производственные инструкции и действующие схемы, правила техники безопасности и пожарной безопасности, правила Госгортехнадзора, должностные инструкции.

После этого стажер может быть допущен к исполнению (дублированию) обязанностей на рабочем месте под наблюдением и руководством опытного работника. Срок дублирования не менее 10 ра-

бочих смен. В течение срока дублирования обучаемый должен обязательно пройти несколько противоаварийных тренировок (общих или индивидуальных) в объеме, определяемом должностными обязанностями.

На электрических станциях и в котельных особое внимание уделяется проблеме профессиональной пригодности, физиологической, психологической и эмоционально-волевой подготовленности работника. Принимаются на работу люди, достигшие 18-летнего возраста, после положительного медицинского заключения. В дальнейшем медицинское освидетельствование проводится один раз в два года.

Обслуживающему персоналу необходимо постоянно углублять и совершенствовать знания, повышать свою квалификацию. Для этого должна быть организована постоянная работа с персоналом по повышению квалификации, которая включает в себя:

- ежемесячные плановые инструктажи по ПТЭ, правилам техники безопасности и производственным инструкциям и внеплановые инструктажи по изменению схем или режимов работы оборудования, по изменению действующих инструкций, авариям и несчастным случаям;
- ежеквартальные общестанционные или цеховые противоаварийные и противопожарные тренировки с целью проверки способности персонала самостоятельно, быстро и правильно ориентироваться в аварийных ситуациях и выработки навыков четкой ликвидации аварийного состояния, сработанности и умения координировать свои действия;
- ежегодную техническую учебу по специально разработанным программам для закрепления теоретических знаний и изучение новых вопросов и передовых методов работы;
- периодическое обучение с отрывом от производства в учебных комбинатах энергосистем.

Кроме того, для машинистов котлов проводится ежегодная проверка знаний безопасных методов труда и приемов выполнения работ, и один раз в два года — по ПТЭ, Правилам пожарной безопасности, производственным и должностным инструкциям.

На электростанциях должны быть оборудованы технические кабинеты, кабинеты по технике безопасности, технические библиотеки.

Для успешного выполнения производственных задач машинисту котла предоставляются: соответствующая техническая документация, руководящие и справочные материалы (комплект действующих производственных и должностных инструкций, тепловых схем, режимные карты котлов, графики растопки котлов из разных тепловых состояний, инструкция по пожарной безопасности, ПТЭ, правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций) и др.

22.2. Подготовка котельного агрегата и вспомогательного оборудования к пуску котла

Пуск котла в работу осуществляется после его монтажа при вводе в эксплуатацию, после реконструкции, ремонта, плановых и внеплановых остановов. Это сложный процесс, во время проведения которого необходимо выполнить большое число многообразных действий, требующих четкого распределения обязанностей персонала, координации этих действий, высокой оперативности и технической дисциплины. К пуску котла допускается наиболее квалифицированный персонал. Руководит операциями пуска котла начальник смены или старший машинист.

Подготовка котла к пуску начинается с изучения объема и проверки выполнения ремонтных работ, устранения занесенных в журнал дефектов и замечаний, выявленных перед остановом. Для оперативного устранения всех обнаруженных при этом недочетов назначается дежурная бригада ремонтного персонала.

Перед растопкой котла проводится детальный осмотр агрегата с целью проверки его исправности и готовности к работе. Осмотру подлежат топка, радиационные и конвективные поверхности нагрева, пароперегреватель, водяной экономайзер, воздушный подогреватель, обмуровка, взрывные клапаны, обшивка, коллекторы, трубопроводы и арматура, газо- и мазутопроводы, горелки, подвески, опоры, элементы защиты и дистанционирующие гребенки.

При осмотре поверхностей нагрева в котле внимание обращается на наличие трещин, свищей, отдулин, следов коррозии и загрязнения труб, на правильность их установки с обеспечением возможности термического расширения материала.

Все посторонние предметы и мусор из топки и газопроводов необходимо убрать, лазы газозащитного тракта должны быть плотно закрыты.

Проверяется снятие заглушек на газопроводе, паровой, водяной, продувочной и дренажной линиях.

Проверяются исправность приводов и легкость хода шиберов, осевых направляющих аппаратов дымососов и вентиляторов, управляемость ими с главного щита, соответствие положения открыт/закрыт обозначениям и показаниям приборов, заземление электродвигателей, наличие масла в подшипниках, наличие подачи воды для их охлаждения, наличие ограждающих кожухов на вращающихся механизмах, свобода их вращения. После осмотра вспомогательного оборудования эти механизмы должны быть включены вхолостую — при этом не должно быть стука, вибрации, чрезмерного нагрева подшипников, электродвигателей.

Проводится проверка исправности всей водяной и паровой арматуры котла, водоуказательных приборов, исправность действия дистанционных приводов.

Проверяются запасы топлива в бункерах, исправность мельниц, питателей топлива и пыли, подготовка мазутного и газового хозяйства, работа запально-защитных устройств, исправность предохранительных клапанов и правильность установки грузов на них, а также исправность и готовность к включению контрольно-измерительных приборов, автоматических регуляторов, блокировок, защит, средств оперативной связи, освещения, средств пожаротушения. Выявленные при проверке неисправности должны быть устранены до пуска котла. При неисправности защит, действующих на останов котла, пуск его запрещается.

После проверки оборудования начинается подготовка газоздушного и водопарового трактов, пылеприготовления, растопочного, паро- и газомазутного хозяйства, шлакоулавливания и шлакоудаления, обдувки и очистки котла и т.д. Открываются запорные общие и индивидуальные шиберы (на воздуховодах, горелках, форсунках), закрываются направляющие аппараты вентиляторов, дымососов, регулирующие воздушные шиберы (на мельницах, горелках, рециркуляции, присадки холодного воздуха и др.).

Перед заполнением котла водой:

- проверяется закрытие главного парозапорного вентиля, всех дренажных и продувочных вентиляей;
- открываются воздушники барабана и водяного экономайзера;
- включаются в рабочее положение водоуказательные стекла, вентили по воде и пару сниженных указателей уровня;
- манометр на барабане должен быть в рабочем состоянии;
- открываются запорные устройства на питательных трубопроводах перед водяным экономайзером, регулировочные устройства должны быть плотно закрыты.

У котлов с чугунным экономайзером открывается шибер прямого хода для пропуска продуктов горения мимо экономайзера. При отсутствии обводного газохода вода через экономайзер должна непрерывно прокачиваться и направляться по сгонной линии в деаэратор. У котлов со стальным экономайзером открывается вентиль на линии рециркуляции.

Для подачи воды в котел необходимо открыть питательный вентиль и заполнить водой водяной экономайзер; при появлении воды закрыть воздушник на выходном коллекторе экономайзера. Котел заполняется водой до растопочного уровня.

Во избежание нарушения плотности вальцовочных соединений и термических деформаций от неравномерного прогрева не допускается заполнение котла водой с температурой выше 90 °С в летнее время и 50...60 °С в зимний период.

После заполнения котла водой необходимо убедиться в плотности арматуры путем ощупывания опускных дренажных труб. Если в течение 0,5 ч после заполнения котла водой при закрытом питательном клапане не произойдет снижения или повышения уровня воды в барабане котла, можно продолжать операции по подготовке котла к пуску. При наличии устройства для парового обогрева нижнего барабана открывается подача пара от работающих котлов и ведется подогрев воды в котле до температуры 90...100 °С.

Перед растопкой из холодного состояния котла, работающего на газе, проводится предпусковая проверка герметичности затворов (контрольная опрессовка) запорных устройств перед горелками и предохранительно-запорных клапанов. Порядок, нормы и методы предпусковой проверки устанавливаются производственной инструкцией.

Возможный порядок контрольной опрессовки запорных устройств котла для схемы, приведенной на рис. 6.9, следующий:

- закрыть кран продувочного газопровода 9 и открыть предохранительно-запорный клапан ПЗК 4 на проход. Регулирующая газовая заслонка 5 находится в приоткрытом состоянии. Если через время, указанное в производственной инструкции (обычно 3...5 мин), манометр на газовой линии перед горелками не покажет изменения давления газа, считают, что запорное (отключающее) устройство 3 на опуске является плотным;
- закрыть ПЗК и приоткрыть запорное устройство на опуске. Если на газовой линии котла манометр не покажет повышения давления, то считают, что ПЗК газоплотный;
- поместить огневой насадок переносного запальника в ведро с водой, открыть ПЗК, запорное устройство на опуске и наблюдать за появлением или отсутствием пузырей газа;
- открыть ПЗК и запорное устройство на опуске, зафиксировать давление газа перед запорными устройствами горелок. Закрыть запорное устройство на опуске. Если давление газа не падает, считать, что запорные устройства перед горелками и на продувочной свече газоплотные.

На автоматических и блочных газовых горелках, которыми в настоящее время оснащены многие котельные агрегаты, устанавливаются приборы для автоматической проверки герметичности.

При подготовке к растопке котла, работающего на газе, газопровод до запорных устройств на горелки должен быть продут газом через продувочные свечи. Применительно к схеме на рис. 6.9 для этого нужно открыть ПЗК на проход и приоткрыть запорное устройство на опуске, и в течение времени, указанного в производственной инструкции, провести продувку газопровода 9 через продувочную свечу. Окончание продувки определяется с помощью газоанализатора по содержанию кислорода в газопроводе. В продутом газопроводе содержание кислорода не должно превышать 1 %.

Перед включением газовых горелок или растопочных мазутных форсунок необходимо провести вентиляцию топки и газоходов, используя сначала естественную тягу, а затем принудительную. При естественной вентиляции полностью открывают шиберы газового тракта и заслонки для регулирования подачи воздуха на горелки. Для принудительной вентиляции включают в работу дымосос, а затем вентилятор и в течение 10...15 мин при их совместной работе осуществляется вентиляция дымового тракта котельного агрегата.

На котлах, сжигающих газ, после вентиляции проверяют содержание метана CH_4 в верхней части топки. При содержании метана в пробе воздуха более 1 % вентиляция топки повторяется с целью исключения возможности взрыва при растопке.

22.3. Пуск парового котла из холодного состояния

Последовательность операций при пуске котла зависит от его теплового состояния после простоя — соответственно различают пуск после ремонта или вывод котла из холодного резерва. Режим пуска должен обеспечить надежность всех элементов котла при минимальных расходах топлива и потерях воды. Пусковые режимы отрабатываются на головных котлах заводами-изготовителями и наладочными организациями с разработкой графиков пуска из разных тепловых состояний.

В зависимости от степени охлаждения котла после предшествующего останова различают пуски: из холодного, неостывшего, горячего состояний и из горячего резерва. Для каждого вида пуска разработана своя технология. Пуск из холодного состояния проводится через 3...4 сут и более после останова при полном охлаждении котла и потере в нем давления. Пуск по данному режиму начинается с наиболее низкого уровня температур и давлений в котле и имеет наибольшую продолжительность.

Надежность розжига газовых горелок с принудительной подачей воздуха зависит главным образом от плотности шиберов, регулирующих подачу воздуха в горелку. Розжиг каждой из установленных горелок должен осуществляться от индивидуального запальника, установленного в запальное отверстие. Устойчивость пламени запальника зависит от разрежения в топке и плотности шиберов, регулирующего подачу воздуха в горелку. В связи с этим перед вводом запальника в топку необходимо убедиться в плотном закрытии шиберов, регулирующего подачу воздуха, и отрегулировать разрежение в верхней части топки в соответствии с рекомендуемым для растопки значением. Пламя запальника должно быть сбоку и в непосредственной близости от амбразуры или над ней, как показано на рис. 22.1, а.

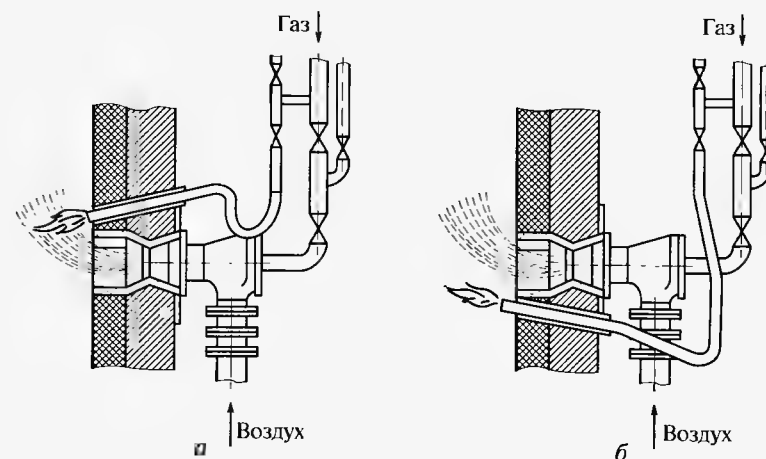


Рис. 22.1. Установка запальника:

а — правильная; б — неправильная

При устойчивой работе запальника подача газа в горелку ведется плавно, чтобы давление газа не превышало 10...15 % номинального. Воспламенение газа, выходящего из горелки, должно быть немедленным. Если газ, выходящий из горелки, сразу же не воспламеняется, необходимо быстро прервать подачу газа к горелке и к запальнику, удалить последний из топки и в течение 10...15 мин провентилировать топочную камеру. Повторный розжиг горелки разрешается только после устранения причин, препятствующих ее нормальному пуску.

При внесении запальника в топку и розжиге горелки необходимо соблюдать личную осторожность, быть в стороне от запального отверстия. После воспламенения газа, выходящего из горелки, включают подачу воздуха таким образом, чтобы светимость факела уменьшилась, но в то же время не произошло отрыва его от горелки. Для повышения производительности горелки сначала увеличивают на 10...15 % давление газа, а затем соответственно повышают давление воздуха, после чего восстанавливают заданное значение разрежения в топке. При устойчивой работе первой горелки приступают последовательно к розжигу остальных горелок.

При растопке очередность зажигания горелок выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить равномерное распределение температур в объеме топочной камеры.

Для котлов, работающих на мазуте, после завершения вентиляции топки и газоходов (при работе дымососа и вентиляторов) поочередно розжигают мазутные форсунки. Так, например, перед зажиганием форсунки с паровым распылением мазута необходимо закрыть полностью лючки и гляделки, прекратить подачу воз-

духа на форсунку, отрегулировать разрежение в верхней части топki, установив его равным 10...20 Па, и убедиться, что установилась требуемая температура подогрева мазута. Затем следует вставить в запальное отверстие мазутный растопочный факел. При устойчивом горении факела в форсунку сначала подается немного воздуха и пара, а затем и мазут путем постепенного открывания регулировочного вентиля. При воспламенении мазута необходимо отрегулировать горение, изменяя подачу мазута, пара и воздуха. При устойчивом горении растопочный факел удаляют. Все операции по изменению подачи пара, воздуха и мазута при регулировании работы форсунки следует проводить постепенно, наблюдая за факелом и не допуская подтекания мазута. Факел должен быть устойчивым, ярким, без черных полос. Аналогично разжигаются и остальные форсунки.

Пуск топki с молотковыми мельницами при пылеугольном сжигании твердого топлива выполняется в следующей последовательности. После подготовки котла к пуску и завершения вентиляции топki и газоходов поочередно зажигают растопочные мазутные форсунки по правилам, рассмотренным ранее. На растопочных мазутных форсунках проводится постепенный прогрев топki и котла.

После включения котла в паровую магистраль полностью открывается шибер в шахте, отключающий одну из мельниц. Затем включается мельница и приоткрывается шибер, регулирующий подачу воздуха в мельницу. В течение 2...3 мин проводится вентиляция мельницы и проверяется правильность ее работы (правильность направления вращения, загрузка электродвигателя по амперметру). После этого на минимальной скорости включается питатель угля, и по амперметру контролируется загрузка электродвигателя мельницы (перегрузка электродвигателя не допускается). Если электродвигатель мельницы начнет перегружаться, нужно немедленно отключить питатель топлива.

Через гляделку в топке проверяют загорание пыли, выходящей из амбразуры, и следят за тем, чтобы разрежение в верхней части топki составляло 10...20 Па. Немного увеличив подачу воздуха и топлива в мельницу, добиваются устойчивого горения пыли и следят за повышением нагрузки котла. При устойчивом горении пыли форсировка работы соответствующей мазутной форсунки должна быть уменьшена. Пуск второй молотковой мельницы проводят аналогичным образом. При нагрузке котла, достигшей около половины номинальной, растопочные мазутные форсунки полностью отключают.

Механическая топка с цепной решеткой перед пуском должна быть очищена, а работа цепной решетки проверена на холостом ходу. Топку растапливают дровами при естественной тяге, если удастся создать разрежение в верхней части топki 10...20 Па. При

недостаточной тяге пускается дымосос и устанавливается указанное разрежение. Затем включаются забрасыватели с тем, чтобы покрыть решетку слоем угля толщиной 30...40 мм. На слой угля забрасываются расколотые дрова и масляные концы, которые затем поджигаются. Как только дрова прогорят, их следует расшуровать и затем при полностью закрытом направляющем аппарате включить дутьевой вентилятор. После разгорания угля на решетке включают в работу забрасыватели с минимальной подачей топлива, одновременно открыв подачу воздуха на пневмозаброс. Для реализации пневмозаброса давление в общем воздушном коробе необходимо поддерживать равным 500...600 Па. Дальность заброса регулируют изменением положения разгонной передвижной плиты.

Давление воздуха над решеткой в период растопки необходимо поддерживать равным 70...100 Па, периодически контролируя дальность заброса топлива. По мере разгорания угля на решетке следует включить электродвигатель редуктора и установить минимальную скорость движения колосников полотна. По мере повышения форсировки топki постепенно увеличивают скорость движения цепной решетки с таким расчетом, чтобы топливо на решетке успевало прогорать и не сбрасывалось непрогоревшим в шлаковый бункер.

При нормальной работе обслуживание топki заключается в регулировании подачи топлива, правильном распределении воздуха по зонам и поддержании разрежения в верхней части топki в пределах 10...20 Па. Скорость движения колосникового полотна решетки следует установить с таким расчетом, чтобы толщина слоя сбрасываемого шлака составляла 80...120 мм. Меньшая толщина слоя шлака рекомендуется при работе на спекающихся углях или углях с легкоплавкой золой, большая — при сжигании бурых углей.

В процессе растопки котла из холодного состояния необходимо следить за тепловым расширением экранов, барабана, коллекторов и трубопроводов по установленным на них реперам. При отставании прогрева какого-либо экрана его следует продуть через дренажи нижних коллекторов в течение 25 с.

При нагревании котла должно обеспечиваться свободное перемещение элементов котла для предотвращения возникновения дополнительных напряжений и преждевременного разрушения гибов и угловых сварных швов. Во время ремонта должны быть устранены все возможные причины защемления экранов в обмуровке холодных воронок, защемления в песочных компенсаторах и зажатия в элементах каркаса.

Особое внимание при пусках котла уделяется поддержанию заданной температуры металла толстостенных (барабана, коллекторов, паропроводов, арматуры) и наиболее ответственных деталей, скорости их прогрева. Технология прогрева зависит от исходного состояния этих деталей. Для обеспечения равномерных тем-

ператур по периметру барабана (особенно верхней и нижней частей) применяют паровой прогрев, для чего в барабане предусматриваются паропроводы в нижней части, а также устанавливают предельные скорости повышения температуры насыщения воды в результате увеличения давления и разности температур поверхности верхней и нижней образующих барабана. Предельные значения показателей теплового состояния барабанов при пуске и останове котла составляют:

Скорость повышения температуры насыщения воды при растопке котла* ¹ , °С/мин	2,0/2,5
Скорость понижения температуры насыщения воды при останове котла* ² , °С/мин	1,5/2,0
Перепад температур поверхностей верхней и нижней образующих барабана при растопке и останове котла, °С	60
Разность температур воды и стенки барабана при его заполнении, °С	± 40

*¹ В числителе при давлении 2 МПа, в знаменателе при давлении более 2 МПа.

*² В числителе при давлении более 10 МПа, в знаменателе при давлении менее 10 МПа.

На основании подобных данных для разных котлов можно построить графики пуска из любого теплового состояния. Время пуска из неостывшего и горячего состояний зависит от остаточного давления в барабане.

В период растопок и остановов с целью снижения температурных напряжений в барабанах подпитку котлов проводят небольшими порциями. При растопке котла осуществляют контроль за уровнем воды в барабане по водомерным колонкам на барабане и по сниженным указателям уровня. Последние из-за разных температур конденсата в импульсных трубках и котловой воды в барабане работают с погрешностями. Для обеспечения правильных показаний водомерные колонки должны быть продуты.

На котлах с давлением до 4 МПа водомерные колонки продуваются при давлении 0,1 МПа и вторично перед включением котла в общий паропровод. Во время подъема давления уровень воды в барабане повышается. При превышении уровня воды сверх допустимого часть воды из котла необходимо спустить через линию периодической продувки. Напротив, при понижении уровня воды вследствие продувки котла и пароперегревателя необходимо провести подпитку водой.

Перед включением котла в паропровод проводится обязательная сверка показателей сниженных указателей уровня с показаниями водомерных колонок — их показания должны быть одинаковыми.

При повышении давления пара в котле выше атмосферного из воздушников начнет выходить пар, после чего необходимо закрыть вентили воздушников и продуть котловые манометры.

При пуске после ремонта проводят регулировку и настройку предохранительных клапанов, установленных на барабане и выходном коллекторе пароперегревателя.

Прогрев соединительных паропроводов от котла к главному паропроводу ведут одновременно с растопкой котла. В процессе прогрева паропровода осуществляют контроль за его расширением по установленным реперам и проверку состояния опор и подвесок. При заземлении паропровода или ослаблении подвесок дефекты должны быть устранены. Во время прогрева паропровода нельзя допускать появления гидравлических ударов. При их возникновении прогрев необходимо приостановить, с тем чтобы выяснить причину ударов и устранить ее.

Котел включают в общий паропровод при температуре, близкой к расчетной, и при достижении в нем давления, на 0,05... 0,1 МПа меньшего, чем давление в общем паропроводе. Запорные устройства на паропроводе открывают очень медленно, чтобы исключить возможность появления гидравлических ударов. Тем не менее, если во время включения котла в общий паропровод возникают толчки и гидравлические удары, следует немедленно приостановить операцию включения котла, ослабить горение в топке, увеличить степень открывания вентиля продувки пароперегревателя и усилить дренаж паропровода. После включения котла в общий паропровод скорость подъема нагрузки определяется местными инструкциями и диспетчерским графиком.

22.4. Обслуживание котельной установки во время работы

Общие положения. Обслуживание котельной установки заключается в контроле ее работы и в управлении ее органами и вспомогательными механизмами, позволяющими регулировать рабочий процесс в котле.

Для контроля работы котел снабжен контрольно-измерительными приборами, расположенными на самом агрегате и на тепловом щите. Для регулирования работы агрегат оснащен средствами управления с приводами непосредственно на месте их установки или дистанционными. Дистанционное управление посредством электроприводов осуществляется с пульта управления котла. Важнейшими задачами обслуживания паровых котлов являются:

- поддержание заданных давления пара и производительности (нагрузки) котла при достижении максимальной надежности и экономичности агрегата с использованием для этого средств регулирования расходов топлива, воздуха и тяги в соответствии с указаниями режимной карты;

- поддержание заданной температуры перегретого пара;

- равномерное питание котла водой и поддержание нормального уровня воды в барабане;
- обеспечение нормальной чистоты насыщенного пара;
- уход за всем оборудованием котла.

При обслуживании водогрейных котлов необходимо:

- обеспечивать заданную тепловую нагрузку;
- поддерживать заданные температуры воды на входе и выходе из котла.

Поддержание заданных давления пара и производительности котла.

В зависимости от режима работы котельной основное оборудование может более или менее длительно работать при постоянном (базовом) режиме. При этом колебания нагрузки и изменение параметров пара происходят в относительно небольших пределах. Нарушение стационарного режима может быть вызвано изменением тепловыделения в топке и подачи воды, а также как результат переброса нагрузки с одного котельного агрегата на другой.

Основной задачей персонала при работе котла на постоянной нагрузке является поддержание наиболее экономичных режимов сжигания топлива, что в основном определяет тепловую экономичность работы котла.

Так, например, максимальный КПД котельного агрегата, работающего на газообразном топливе, достигается при минимальных суммарных потерях теплоты с уходящими газами и минимальной химической неполноте сгорания. При данной нагрузке потери теплоты с уходящими газами зависят от коэффициента расхода воздуха в топке, подсосов воздуха по газоходам котла и температуры уходящих газов, а потеря теплоты от химической неполноты сгорания — от коэффициента α_t избытка воздуха на выходе из топки и α_r от распределения воздуха и газа по горелкам. На величину этих потерь влияет также положение факела в топке, которое зависит от скорости газа и воздуха на выходе из горелок и разрежения в топочной камере.

Таким образом, при обслуживании котельного агрегата оператор должен следить за следующими показателями работы: температура уходящих газов, коэффициент избытка воздуха в уходящих газах (по содержанию O_2 или CO_2), давление газа и воздуха перед горелками.

Для получения наибольшей экономичности работы необходимо поддерживать топочный режим в соответствии с режимной картой, которая составляется на основе специальных испытаний котла, в результате которых устанавливается наибольший КПД при каждой из исследуемых нагрузок.

Поддержание нормального давления пара в котле должно осуществляться путем регулирования работы топки. Относительно постоянное давление пара служит первым показателем правильности ведения режима котла. Колебания давления могут быть в

допустимых пределах, но не выше предельного, указанного красной чертой на манометре котла. При подъеме давления более чем на 10 % расчетного (разрешенного) должны срабатывать предохранительные клапаны котла.

Повышение давления пара против нормы свидетельствует об избыточной паропроизводительности котла. Для ее снижения необходимо уменьшить подачу газа и воздуха в топку. Напротив, снижение давления пара указывает на недостаточную паропроизводительность котла. Для ее повышения необходимо увеличить подачу газа и воздуха. Отклонения давления пара могут быть вызваны изменениями расхода пара у потребителя, количества подаваемого в топку газа и температуры питательной воды.

Следовательно, регулирование давления пара в котле непосредственно связано с регулированием паропроизводительности котла и осуществляется путем изменения подачи топлива и воздуха в топку и установления надлежащей тяги.

Регулируя нагрузку, следует изменять подачу газа и воздуха постепенно, небольшими последовательными ступенями.

Во время работы котла необходим постоянный визуальный контроль за процессом горения (факелом) в топке через гляделки. Наблюдая за факелом и корректируя его, добиваются хорошего и правильного горения. Признаками хорошего горения являются:

- равномерное заполнение факелом топочной камеры;
- в зависимости от типа горелок факел должен иметь определенные окраску и длину;
- горение должно заканчиваться в топке, а конец факела должен быть чистым.

Режим горения в топке контролируется по показаниям приборов, с помощью которых определяется коэффициент избытка воздуха, который должен соответствовать режимной карте.

Поддержание нормальной температуры пара. При работе котла с постоянной по времени нагрузкой отклонения температуры перегретого пара от среднего значения невелики и регулирование его температуры практически не требуется.

Необходимость в регулировании температуры перегретого пара возникает при установлении оптимального режима горения или изменении нагрузки котла. Повышение температуры перегретого пара может произойти вследствие:

- увеличения нагрузки котла;
- увеличения избытка воздуха в топке;
- понижения температуры питательной воды;
- уменьшения расхода охлаждающей воды через пароохладитель;
- увеличения отбора от котла насыщенного пара.

Если охлаждающая способность пароохладителя уже полностью исчерпана, а температура перегретого пара выше нормы, то необходимо выполнить следующее:

- уменьшить избыток воздуха в топке до допустимого предела;
- сократить отбор насыщенного пара или совсем его перекрыть;
- снизить нагрузку котла.

Питание котла водой. При работе котла необходимо поддерживать нормальное его питание водой, т.е. обеспечивать материальный баланс по воде и пару. Питание регулируется автоматическим или ручным способом. При автоматическом регулировании равномерное питание котла водой обеспечивается в соответствии с расходом пара, т.е. поддерживается заданный уровень воды в барабане.

Контроль правильности работы регуляторов питания оператор выполняет по показаниям приборов, указывающих уровень воды в барабане (водомерные стекла, сниженные указатели уровня). Уровень воды в водомерных стеклах должен слегка колебаться около нормального (среднего) значения. Совершенно спокойный уровень воды в них может быть признаком засорения водомерных стекол. Не следует допускать приближения уровня воды к предельным положениям во избежание упуска уровня из видимой зоны водомерного стекла.

В процессе питания котла вручную или при работе регуляторов питания необходимо внимательно следить за уровнем воды в барабане, проверять правильность работы водомерных приборов и наблюдать за равномерностью питания по указателям расхода воды и пара, а по манометру на питательной линии следить за поддержанием нормального давления питательной воды.

Водный режим котла. Обеспечение работы котла без повреждения его элементов из-за отложений накипи и шлама, повышения щелочности котловой воды до опасных пределов возможно при соблюдении водного режима котла. Поддержание заданного солевого содержания котловой воды достигается непрерывной продувкой. Для удаления шлама из нижних точек используют периодическую продувку.

При проведении непрерывной продувки теряется значительное количество теплоты. При давлении пара 1,0...1,3 МПа каждый 1 % продувки, теплота которой не используется, приводит к увеличению расхода топлива примерно на 0,3 %. Снижения этих потерь можно добиться путем использования теплоты непрерывной продувки в системе отопления или в специально устанавливаемых сепараторах для получения вторичного пара.

Для регулирования величины непрерывной продувки используются игольчатые вентили. Из общего коллектора непрерывной продувки вода поступает в сепаратор, где в результате снижения давления происходит вскипание части воды. Образующийся пар направляется в деаэратор, а вода — для подогрева сырой воды, поступающей на химическую водоподготовку.

Сроки и длительность периодических продувок устанавливаются производственной инструкцией. Перед такой продувкой следует

убедиться в исправной работе питательных насосов, в наличии воды в питательных баках, подпитать котел до верхнего уровня по водоуказательному стеклу. Продувка осуществляется в следующем порядке:

- открывается второй по ходу вентиль продувочной трубы, а затем первый, и продувочный трубопровод, а следовательно, и продувка прогреваются;
- во время продувки устанавливается непрерывный контроль по водоуказательному стеклу за уровнем воды в барабане котла;
- при гидравлических ударах в продувочном трубопроводе следует прикрывать продувочный вентиль до прекращения стука в трубопроводе, затем вентиль снова постепенно открывают;
- по окончании продувки закрывают сначала первый по ходу воды вентиль, а затем второй;
- через некоторое время после окончания продувки необходимо проверить плотность запорной арматуры путем ощупывания продувочного трубопровода, который должен быть холодным.

Обслуживание оборудования котла. Приведем перечень работ по обслуживанию оборудования котла.

1. При работе котла необходимо следить за состоянием запорной и регулирующей арматуры, подтягивать сальники в случае их пропуска; при неисправности прокладок, а также неплотности арматуры назначать ее ремонт.

Исправность предохранительных клапанов проверяется ежедневно путем осторожного их открывания (подрыва).

Плотность продувочных вентилей экранов, пароперегревателя, водяного экономайзера проверяется ежедневно на ощупь по температуре труб: высокая температура труб при закрытой арматуре указывает на пропуск последней.

2. Проверка исправности манометра проводится ежедневно установкой его стрелки на нуль («посадка на нуль») путем медленного перекрытия трехходового крана манометра и соединения его с атмосферой. После того как стрелка манометра достигает нуля, осторожно возвращают трехходовой кран в рабочее положение, стремясь не упустить воду из сифонной трубки во избежание прогрева пружины и порчи манометра. Для проверки манометра периодически (не реже одного раза в шесть месяцев) сравнивают его показания с показаниями контрольного манометра.

3. Проверяется продувкой исправность действия водомерных стекол. Операции выполняются в следующем порядке:

- открывают продувочный кран, при этом одновременно продуваются водяная и паровая трубки, а также стекло;
- закрывают водяной кран, при этом продувается паровая трубка и стекло;
- открывают водяной кран и закрывают паровой кран с целью продувки водяной трубки и стекла;

• открывают паровой кран и закрывают продувочный кран, при этом уровень воды достигает рабочего положения, отражающего уровень воды в барабане.

Все действия по продувке надлежит производить медленно, предусмотрев защиту глаз очками и обязательно надев рукавицы.

4. Во время работы котла необходимо внимательно следить за плотностью газовой арматуры и газопроводов. Периодически, не менее одного раза в смену, проводится проверка на утечку газа по содержанию метана (CH_4) в помещении; в случае его содержания в воздухе более 1 % необходимо выявить места утечки и принять меры по их ликвидации.

5. Необходимо следить за состоянием обмуровки котла, плотностью лазов и лючков, осматривая таковые при обходе, а также по показаниям кислородомера можно судить о подсосах по тракту. Приоткрывая лючки для выявления повреждения труб, следует также прислушиваться к звуку в топке и газоходах: повреждения сопровождаются сильным шумом.

6. Периодически необходимо проверять работу дымососов, вентиляторов, насосов котлов. Температуру статоров электродвигателей и подшипников проверяют на ощупь; шум вращающихся машин должен быть монотонным, без резких ударов, свидетельствующих о задевании, и без вибраций, которые проверяются на ощупь у основания подшипников и опорных плит; гайки фундаментных болтов электродвигателей, насосов, дымососов и вентиляторов должны быть плотно затянуты.

7. Через каждые 2 ч делают запись показаний контрольно-измерительных приборов в сменный журнал.

Особенности обслуживания водогрейных котлов. При работе водогрейного котла температура воды на входе в котел должна быть выше температуры точки росы, т.е. не ниже 60 °С. Это достигается смешением выходящей из котла воды с обратной сетевой водой, т.е. путем рециркуляции горячей воды, что предусматривается схемой включения водогрейного котла в сеть.

Горячая вода из выходного коллектора котла рециркуляционным насосом подается во входной коллектор и, смешиваясь с обратной сетевой водой, подогревает ее. Заданная температура воды в теплосети при этом достигается направлением в нее обратной воды по перемычке. При регулировании расхода воды, подаваемой на рециркуляцию, необходимо следить за тем, чтобы расход воды через водогрейный котел всегда был больше минимально допустимого по условиям вскипания. Это необходимо для исключения конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах горения топлива, на поверхности относительно холодных труб. Конденсация водяных паров приводит к коррозии поверхности нагрева, заметно усиливающейся при наличии сернистых газов SO_2 и SO_3 в продуктах горения топлива.

22.5. Плановый останов котельного агрегата

Технология останова, объем и последовательность операций определяются типом котла, используемым топливом и видом останова. По конечному тепловому состоянию котла различают два вида останова — без расхолаживания и с расхолаживанием оборудования. Останов без расхолаживания оборудования проводится при выводе котла в горячий резерв и для проведения небольших работ, как правило, снаружи котла. Останов с расхолаживанием связан с проведением ремонтных работ повышенной продолжительности, причем полнота охлаждения зависит от вида предполагаемого ремонта.

При нахождении котла в резерве необходимо принять меры к более длительному сохранению в нем давления и максимальному аккумулярованию в оборудовании теплоты. Для этого после проведения вентиляции топки и газоходов проводится уплотнение газовоздушного тракта путем закрывания шиберов и направляющих аппаратов дымососов и дутьевых вентиляторов.

Запрещается держать в горячем резерве котельной агрегат без отключения его от паропровода. Для поддержания давления в котле разрешается периодическая его подтопка. При нахождении котла в горячем резерве обслуживающий его дежурный персонал должен постоянно находиться на рабочих местах.

При останове котла необходимо уменьшить подачу топлива и дутья, поддерживая постоянное разрежение в топке; при этом необходимо следить за уровнем воды в барабане, поддерживая нормальный уровень воды по водоуказательным стеклам.

Уменьшение подачи газообразного и жидкого топлива осуществляется постепенным снижением давления сначала воздуха, а затем газа и мазута перед горелками при поддержании необходимого разрежения на выходе из топки. При достижении предельных минимальных значений давления топлива по очереди гасят горелки.

Уменьшение подачи твердого топлива до полного ее прекращения ведут путем постепенной разгрузки питателей топлива со скоростью, обеспечивающей заданное охлаждение барабана и других толстостенных деталей. При останове котла подачу топлива прекращают, останавливают питатели сырого угля и мельницы.

После прекращения подачи топлива на котел необходимо закрыть главную паровую задвижку, отключить котел от паровой магистрали и открыть продувку пароперегревателя. В течение определенного времени, в соответствии с производственной инструкцией, проводят вентиляцию топки и газоходов, после чего останавливают вентиляторы, а затем отключают дымосос, закрывают дымовые шиберы и лопатки осевых направляющих аппаратов дымососов и вентиляторов.

Далее необходимо наполнить барабан котла водой до верхней отметки в водомерном стекле и поддерживать такой уровень до спуска воды. Спуск воды из остановленного барабанного котла разрешается после снижения давления в нем до атмосферного.

После останова котла не разрешается до его «расхолаживания» открывать люки и лазы. Открытые люки и лазы могут создать местные зоны ускоренного охлаждения, т.е. привести к температурным напряжениям в экранной системе и в теле барабана.

При останове котла на длительный ремонт выполняют операции ускоренного расхолаживания с использованием вентиляции топки и газоходов. Пуск дымососов с этой целью для котлов с естественной циркуляцией разрешается не менее чем через 10 ч для котлов с давлением до 14 МПа и через 18 ч для котлов с давлением 14 МПа и выше. При выводе котлов в ремонт или в резерв консервируют поверхность нагрева во избежание развития стойкой коррозии.

В зимний период в заполненном водой котле во избежание расхолаживания должно быть установлено тщательное наблюдение за плотностью газовоздушного тракта, за поверхностями нагрева и их продувочными и дренажными линиями, за калориферами, импульсными линиями и датчиками контрольно-измерительных приборов и автоматики. Температура внутри топки и газоходов должна быть выше 0 °С, для чего периодически подогревают топку и газоходы путем включения мазутных форсунок или подачи горячего воздуха от соседних котлов, следят за плотностью шиберов, лазов и люков. На водогрейных котлах должна быть обеспечена циркуляция воды через котел.

22.6. Аварийный останов котла

В процессе эксплуатации котла в нем могут возникнуть повреждения, неполадки, создающие опасные ситуации, чреватые выходом из строя оборудования или котла в целом, вызывающие разрушения с большими материальными потерями и, возможно, с человеческими жертвами. В зависимости от степени сложности обнаруженных нарушений и дефектов их устраняют либо без останова котла, либо с обязательным и немедленным его останом.

Основой правильной тактики ликвидации аварии является исключение травмирования персонала, сохранение оборудования и предотвращение крупных его разрушений (из-за неправильных действий персонала или задержки ликвидации аварии). Любое котельное оборудование, имеющее дефекты, потенциально опасное для жизни персонала, должно быть немедленно выведено из эксплуатации. Если авария произошла на стыке смен, персонал, принимающий смену, привлекается к ликвидации аварии и выпол-

няет распоряжения руководителя смены, ликвидирующей аварию. К ликвидации аварии может быть привлечен ремонтный персонал и персонал других цехов.

Технология аварийного останова котла определяется видом аварии и моментом установления ее причин. Первоначально, до момента установления причины аварии, но не более чем в течение 10 мин, останов ведется с минимально возможным расхолаживанием оборудования (с сохранением рабочего давления и уплотнением газовоздушного тракта). Если в течение 10 мин выявлена и устранена причина аварии, то далее проводится пуск котла из состояния горячего резерва. Если в этот срок причина не выявлена, а также в случаях поломки оборудования необходим останов котла.

Обязательный немедленный останов котла персонал проводит в следующих случаях: при недопустимом повышении или понижении уровня воды в барабане, а также выходе из строя указательных приборов, вызванном неполадками регуляторов питания, повреждениями регулирующей арматуры, приборов теплового контроля, защиты, автоматики, исчезновения питания и т.д.; при отказах всех расходомеров питательной воды (более чем на 30 с) и остановках всех питательных насосов; при недопустимом повышении давления в пароводяном тракте и отказе более половины предохранительных клапанов, разрыве труб пароводяного тракта или появлении трещин, вздутий, пропусков в сварных швах основных элементов котла, в паропроводах, арматуре.

Кроме того, останов котлов является обязательным в случае прекращения горения топлива, при недопустимом понижении давления газа и мазута за регулирующим клапаном, останове всех дымососов и вентиляторов, взрывах в топке, в газоходах, при разогреве докрасна несущих балок каркаса и обвалах обмуровки; при пожаре, угрожающем персоналу, оборудованию, питанию дистанционного управления отключающей арматуры и соответствующих систем защит; при исчезновении напряжения в линиях дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

Водогрейные котлы должны быть остановлены также при снижении расхода воды и давления перед котлом ниже минимально допустимого значения.

22.7. Неполадки и аварии в котельной. Повреждения и ремонт котла

Общие положения. Аварии и неполадки котельного оборудования вызывают простой агрегата, что ведет к недоотпуску потребителям электроэнергии и теплоты (пара и горячей воды). В случае серьезных аварий выводятся из строя на длительный срок основ-

ное и вспомогательное оборудование котельной. Первопричинами большинства аварий и неполадок оборудования являются низкая квалификация персонала, нарушение эксплуатационным персоналом правил технической эксплуатации, правил техники безопасности и производственных инструкций, слабая трудовая и производственная дисциплина и плохое качество ремонта оборудования.

Все случаи возникновения аварийных ситуаций, серьезных неполадок в работе котла и его оборудования должны разбираться с выявлением причин и рассмотрением действий персонала. С целью предотвращения возможных аварий в котельных и выработки уверенных действий персонала в аварийных ситуациях для обслуживающего персонала должны регулярно проводиться противоаварийные тренировки, во время которых контролируется работа персонала в искусственно созданных аварийных условиях. После таких тренировок следует разбор ситуаций, дается оценка оперативности и правильности действия сменного персонала.

Аварии из-за перекачки и упуска воды в котле. При значительном превышении уровня воды в барабане котловая вода вместе с паром забрасывается в пароперегреватель и оттуда (если не успеет испариться) может быть вынесена в паропровод и даже в паровую турбину. Движущаяся вместе с паром с очень большой скоростью вода является причиной возникновения гидравлических ударов, которые иногда бывают очень большой силы и могут вызвать повреждения паровой турбины и паропроводов.

При упуске воды в котле ниже допускаемого уровня металл кипятильных и экранных труб и частей барабанов, обогреваемых горячими газами, перегревается, вследствие чего теряет свою прочность, деформируется, а иногда и разрывается. Из опыта эксплуатации такая ситуация, приводящая к взрыву барабана котла, обычно сопровождается большими разрушениями с тяжелыми последствиями. При менее значительных упусках воды возможны нарушение циркуляции в отдельных пучках кипятильных и экранных труб, ослабление и пропуск вальцовочных соединений, а также разрыв труб.

Следует иметь в виду, что засорение соединительных труб барабана с водоуказательными стеклами приводит к искажению данных о действительном уровне воды в барабане. В частности, засорение парового крана или соединительной трубки от барабана к этому крану приводит к быстрому повышению уровня воды в стекле, а засорение соединительной водяной трубы или водяного крана — к более медленному его повышению (вследствие постепенной конденсации пара в стекле). Искжение показаний уровней может быть и в случае «пропаривания» или пропусков продувочных кранов и гаек водоуказательных стекол при их неплотности. В этом случае уровень воды в стекле будет ниже действительного при пропуске нижнего крана и несколько выше при пропуске в верхней гайке водоуказательного прибора.

В случае понижения уровня воды в котле относительно нижнего допускаемого при нормальном давлении воды в питательной линии и пара необходимо проведение следующих мер:

- продуть водомерные стекла и убедиться в правильности их показаний;
- проверить работу регулятора питания и, если дефект трудно устранить, перейти на ручное регулирование, усилить питание котла;
- проверить исправность питательных насосов и, в случае их повреждения, включить резервные;
- закрыть вентиль непрерывной продувки и проверить плотность всех продувочных вентилей котла;
- проверить при внешнем осмотре, нет ли течи в швах, трубах, люках (прослушать по шуму).

Если уровень воды продолжает снижаться и дошел до уровня 25 мм от нижней кромки водомерного стекла, необходим аварийный останов котла.

При переполнении барабана, когда уровень воды поднялся до верхнего допускаемого уровня при нормальном давлении в котле и в питательной линии, необходимо принять следующие меры:

- продуть водомерные стекла и убедиться в правильности их показаний;
- проверить работу автоматического регулятора питания и, если он неисправен, перейти на ручное регулирование, убавить питание котла;
- при продолжающемся, несмотря на принятые меры, повышении уровня воды необходимо еще уменьшить питание котла и усилить непрерывную продувку;
- осторожно открыть запорные устройства на трубопроводе периодической продувки и, как только уровень воды пойдет на снижение, прекратить продувку.

Если уровень воды «ушел за верхнюю кромку» водомерного стекла, необходим аварийный останов котла.

Ненормально повышенный уровень воды в водоуказательных стеклах может быть вызван также внезапным вскипанием (вспениванием) воды в котле, которое приводит к ее броскам. Вспенивание сопровождается резкими колебаниями уровня и снижением температуры перегретого пара. В этом случае необходимо проведение следующих мер:

- прекратить подачу в котел (если таковая ведется) фосфатов и других химических реагентов и увеличить непрерывную продувку котла;
- снизить форсировку котла, уменьшив подачу топлива, убавив дутье и тягу;
- открыть продувку пароперегревателя и сообщить в машинный зал о необходимости срочного открывания дренажного паропровода перед турбиной;

• отобрать пробу котловой воды для анализа и в дальнейшем поступать согласно указаниям вахтенного персонала котельной.

Вскипание воды в котле может быть вызвано резким увеличением расхода пара и снижением давления в котле, а также повышением соледоержания или щелочности котловой воды.

Повреждения кипяtilьных и экранных труб, питательных и паровых трубопроводов. Опыт эксплуатации паровых котлов показывает, что повреждения кипяtilьных и экранных труб происходит чаще всего из-за нарушений водного режима, вызванных неудовлетворительной работой участка химической водоподготовки, попадания сырой воды с конденсатом вследствие пропуска в конденсаторах, неправильного режима фосфатирования и т.д.

Причинами разрывов труб также могут быть превышение давления, нарушение температурных условий их работы, коррозия или износ труб, некачественное изготовление и монтаж, несоответствие используемых материалов и др. На разрушения экранных труб оказывает влияние ненадежность топочного процесса: удар факела в экранные панели, шлакование.

При чрезмерном повышении давления или температуры увеличиваются напряжения в стенках труб, снижаются пределы прочности. Повышение температуры в трубах связано со снижением расхода рабочего тела, повышенными температурами газа или с внутренними отложениями солей и шлама (в экранах). При снижении расхода рабочего тела и появлении внутренних отложений уменьшается охлаждающее действие рабочего тела на трубу, а с повышением температуры газов увеличивается мощность проходящего через трубу теплового потока. Отложения в экранных трубах появляются при ухудшении водного режима, а в пароперегревателях, кроме того, при ухудшении качества котловой воды и повышении уровня воды в барабане.

Иногда выход из строя кипяtilьных и экранных труб связан с нарушениями циркуляции вследствие зашлакованности труб, включенных в один контур, неравномерного обогрева труб из-за несимметричного расположения по ширине топки форсунок или горелок, а также из-за понижения уровня воды в котле, отложения шлама на горизонтальных или пологих участках труб, неравномерного отсоса топочных газов из котла и др.

Часто причиной нарушения циркуляции может быть попадание посторонних предметов (песка, грязи и пр.) в кипяtilьные и экранные трубы во время монтажа или капитального ремонта.

Повреждения труб возникают также и по другим причинам, например, из-за износа (истирания) их летучей золой, особенно при пылевидном сжигании многозольного топлива, или истирания их паром, истекающим из своевременно не отремонтированных соседних труб, имеющих пропуски и свищи.

Иногда на концах кипяtilьных и экранных труб, ввальцованных в барабаны или коллекторы, наблюдаются кольцевые трещины. Причиной таких повреждений являются агрессивность котловой воды и значительные местные дополнительные напряжения как результат невозможности свободного термического расширения труб или коллекторов из-за зажатия их в местах прохождения через обмуровку и пр. Признаками появления кольцевых трещин в кипяtilьных и экранных трубах являются отложения шлама в виде валиков, которые можно обнаружить на внутренней части колокольчика труб или на теле барабана вокруг колокольчиков при осмотре барабанов перед их очисткой от шлама и накипи.

Разрывы питательных трубопроводов и основных паропроводов наблюдаются значительно реже, чем разрывы труб поверхностей нагрева, однако по своим разрушающим последствиям эти повреждения гораздо более опасны. Большинство причин, приводящих к разрушению питательных трубопроводов и паропроводов, аналогичны причинам разрыва труб поверхностей нагрева. Среди этих причин следует отметить следующие:

- превышение давления рабочей среды;
- коррозионные (внутренние) процессы;
- эрозионный (внутренний) износ в местах установки регулирующей арматуры;
- развитие усталостных трещин;
- появление повышенных напряжений при заземлениях трубопроводов или при резкой смене температур как рабочего тела, так и наружной среды;
- некачественность основного металла, металла в зоне сварных соединений и конструкций в целом;
- несоответствие материала труб рекомендациям расчетов.

Учитывая повышенную опасность разрушающих действий при разрывах, необходимо регулярно проверять состояние трубопроводов. Проверка осуществляется в соответствии с «Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов».

В ходе этих проверок должна проводиться своевременная выбраковка поврежденных участков трубопроводов с целью последующей их замены. Особенно серьезное внимание следует обращать на трубы, материал которых вырабатывает свой ресурс. Преимущественно нарушения наблюдаются на участках гибов, вблизи установки арматуры, в местах переходов с одной толщины на другую, в местах сварных стыков.

Признаками разрыва кипяtilьных или экранных труб являются:

- быстрое снижение уровня воды в барабанах котлов, несмотря на их усиленное питание;
- значительное расхождение между количеством питательной воды, поступающей в котел, и количеством пара, вырабатываемого котлом, что определяется по показаниям приборов;

- сильный шум пара в топке или газоходах котла;
- повышение давления в топке и выбивание газов из неплотностей обмуровки и лючков гляделок.

Аварии и неполадки пароперегревателей. Пароперегреватель относится к числу наименее надежных элементов котельного агрегата. Основным видом аварий в нем является пережоги змеевиков из-за чрезмерного повышения температуры стенки трубы относительно расчетной величины. Повышение температуры стенок змеевиков происходит из-за следующих причин:

- наличие теплового и аэродинамического перекосов в отношении газов, т.е. неравномерное распределение температур и скоростей продуктов горения по ширине газохода, в котором расположен пароперегреватель;
- неравномерное распределение пара по змеевикам, в результате чего скорость пара в отдельных змеевиках значительно уменьшается, теплоотдача при этом от стенки к пару снижается и металл трубы перегревается;
- зарастание труб пароперегревателя отложениями солей, что приводит к ухудшению условий теплоотдачи от стенок труб к пару;
- недоброкачественность металла труб, из которого выполнен пароперегреватель.

Частые неполадки в работе пароперегревателя, проявляющиеся в чрезмерном повышении температуры перегрева пара, вызываются разными причинами, в их числе следующие:

- изменение сорта и качества топлива относительно принятого в расчете, в частности, повышение его влажности. С увеличением влажности топлива выход дымовых газов возрастает за счет водяных паров и увеличенного расхода топлива, поэтому возрастает и увеличивается теплопередача от газов к пару;
- понижение температуры питательной воды. В этом случае для сохранения паропроизводительности котла требуется сжигать больше топлива, но при этом увеличиваются выход продуктов горения и скорость их движения, что приводит к повышению тепловой нагрузки пароперегревателя;
- увеличение избытка воздуха, что также приводит к увеличению объема газов и их скорости;
- повышение нагрузки котла;
- слишком большой отбор насыщенного пара;
- чрезмерное повышение температуры дымовых газов перед пароперегревателем по сравнению с расчетной вследствие зашлаковывания кипяtilьных или экранных труб или вследствие затягивания факела и догорания газов в области пароперегревателя.

Аварии и неполадки водяных экономайзеров. Повреждения стальных змеевиковых экономайзеров происходят главным образом вследствие внутренней и внешней коррозии труб и износа их лезу-

чей золой. Кроме того, нередко наблюдаются свищи и разрывы в местах сварки змеевиков при неудовлетворительном качестве сварочных работ.

Внутренняя коррозия труб возникает обычно в том случае, когда питание экономайзера ведется недеаэрированной водой с большим содержанием кислорода O_2 или углекислого газа CO_2 . Наружная коррозия экономайзера чаще встречается при работе котлов на влажных и сернистых топливах. Причинами ее появления являются охлаждение и конденсация на стенках труб водяных паров и сернистого ангидрида, находящихся в продуктах сжигания топлива.

К местам наиболее интенсивного золотого износа экономайзера относятся трубы, расположенные в зоне наибольших скоростей газа: верхние трубы змеевиков у мест входа газа в экономайзер и те их участки, которые прилегают к задней стенке конвективной шахты. Следует иметь в виду, что больше всего летучая зола выпадает из газового потока в местах резких его поворотов, а также в зонах разных выступов в газоходах. Поэтому необходимо стремиться к тому, чтобы во всех случаях повороты газоходов были плавными, без каких-либо резких выступов и острых углов. Занос золой отдельных частей экономайзера вызывает, как правило, перекося газового потока и приводит к нарушению нормального теплообмена. Одновременно у мест отложения золы возрастает скорость газов, что увеличивает также износ поверхностей нагрева.

Повреждения чугунных ребристых экономайзеров чаще всего бывают из-за разрыва ребристых труб и соединительных калачей, а также повреждения прокладок во фланцевых соединениях. Эти повреждения могут быть вызваны гидравлическими ударами в экономайзере, неправильной установкой прокладок, чрезмерной затяжкой фланцев и т.д.

Первыми признаками аварии с водяными экономайзерами (разрыв трубы, течь и т.д.) являются резкое снижение уровня воды в барабане котла при его нормальной работе, шум в области экономайзера и появление влаги в золотой воронке экономайзера или через неплотности в его обмуровке.

Взрывы и хлопки в топке и газоходах. Из-за скопления значительного количества несгоревшего топлива в топке и газоходах возможны взрывы и хлопки. Причинами этого могут быть осаждение топлива на под или в холодную воронку, унос в газоходы вследствие несовершенной организации горения в топке. Вероятность взрывов возрастает на охлажденных топках в периоды растопки, при обрывах факела и повторном зажигании его без вентиляции, а также на зашлакованных котлах при обрушении шлака в нижнюю зону топки и попадании раскаленных глыб в водяную ванну шлаковых шахт.

В котлах на газовом топливе взрывы в топке могут быть вызваны утечками газа, плохой вентиляцией топки и газоходов перед рас-

топкой и неполной продувкой газопроводов до горелок (через свечи), а также повторным зажиганием газа после обрыва факела без достаточной предварительной вентиляции. Эти взрывы, как правило, имеют тяжелые последствия.

При сжигании жидкого топлива опасность пожара и взрыва в топке и газоходах возникает при некачественном его распылении форсунками, сопровождающемся вытеканием мазута в амбразуры и на стены топки, с накоплением его в значительных количествах, а также повышенным выносом в газоходы сажи, появляющейся при плохом смещении мазута с воздухом и неполном его горении. В последнем случае происходит накопление, а в определенных условиях и возгорание отложений на поверхностях нагрева (например, в воздухоподогревателе). При этом отмечают несвойственное для данной поверхности повышение температуры газов (этот показатель используется в качестве сигнала для настройки системы защиты), уменьшение тяги, разогрев обшивки, а иногда выбывание пламени.

При обнаружении пожара следует немедленно прекратить подачу топлива, локализовать горение (отключением дутьевых вентиляторов и дымососов и плотным закрытием газовых и воздушных шиберов) и включить местное пожаротушение (подачу пара или воды в газоход).

Взрывы и хлопки могут вызвать разрушение обмуровки и локальный разогрев обшивки и балок каркаса, снижающий их несущую способность.

Сильно влияет на надежность работы котла и возможность возникновения аварийных ситуаций шлакование топки и поверхностей нагрева. При шлаковании стен топки и накоплении на экранах значительных масс шлака происходит деформация экранов труб, разрушение их креплений, локальное увеличение тепловых потоков. При падении глыб в холодную воронку или на под могут деформироваться и разрушаться трубы в нижней части топки, могут разрушаться обмуровка, подвеска (опоры) шлаковых шахт, устройства удаления шлака. При сильном шлаковании наблюдается перекрытие шлаком нижней части топки, результатом являются прекращение выхода шлака из котла, накопление в топке огромных масс шлака, приводящих к необходимости останова котла.

Неполадки в работе пылеприготовительного оборудования. Обеспечение котла топливом требуемого качества и в необходимом количестве — одна из наиболее важных задач при обслуживании работы котла. Наибольшие затруднения и сложности при обслуживании связаны с сжиганием твердого топлива. Наряду с оборудованием для транспортировки и подачи дозированных масс топлива в топку в данном случае необходимо достаточно сложное пылеприготовительное хозяйство.

Надежность снабжения котла топливом в первую очередь определяется работой бункеров сырого топлива. Из-за наличия влаги и ее испарения в бункерах возможны слеживание и зависание топлива с образованием сводов, по причине которых поступление угля в котел может прекратиться. При разрушении сводов значительные массы топлива обрушаются вниз на питатели, часто выводя их из строя. Прекращение подачи топлива приводит к повышению температуры на участке в конце мельницы, т.е. возникает опасность взрыва в системе пылеприготовления.

Для контроля и своевременного принятия должных мер по восстановлению равномерности подачи топлива предусмотрены индикаторы и система защиты от обрыва топлива и устройства обрушения возникающих сводов (пневмо-, парообрушения, установки накладных вибраторов и электроимпульсных встряхивателей, обогрева стенок бункера и т.д.), которыми должен пользоваться машинист котла при обрыве топлива.

На работающих котлах следует регулярно контролировать наличие топлива в бункерах и следить за их загрузкой при снижении массы топлива до минимально допустимого уровня. Устройства сводообрушения должны находиться в состоянии постоянной готовности. Периодически (каждые 7...10 сут) необходимо сбрасывать топливо в бункерах до минимального уровня, а при остановах котла на ремонт топливо следует сбрасывать полностью и очищать стенки бункеров, так как при длительном хранении топливо слеживается в плотную массу. Аналогичными должны быть действия персонала при контроле и обслуживании пылевых бункеров.

Присутствие в топливе крупных предметов, пней, щепы усиливает вероятность зависания топлива в бункерах, приводит к обрыву цепей, поломке скребков и пластин в питателях, к остановам мельниц. Большие проблемы создают металлические предметы, присутствующие в топливе. Они вызывают обрыв бил, поломку билодержателей, появление дисбаланса ротора и биение в подшипниках, что сокращает ресурс работы последних.

В процессе эксплуатации мельниц могут возникнуть условия их работы с чрезмерными перегрузками. Причинами перегрузок являются повышенная подача топлива, попадание посторонних предметов, ограниченная подача сушильно-транспортирующего агента. При перегрузках следует увеличить расход сушильного агента в мельницу, а если это не помогает, временно (до устранения перегрузки) отключить питатель.

На высокоабразивных топливах происходит сильный износ мелких органов. Это приводит в результате к угрублению пыли и повышению недожога топлива. Наиболее чувствительны к износу молотковые среднеходные мельницы, а также мельницы-вентиляторы. Для обеспечения качественного помола топлива необходимо

контролировать состояние мелющих органов, проводить своевременную их замену.

Большое значение для работы мельниц и системы пылеприготовления имеют организация сушки и вентиляции мельниц, поддержание заданной температуры сушильного агента за мельницей $t''_{\text{м}}$. При повышении $t''_{\text{м}}$ (например, при чрезмерной подаче сушильного агента, нагретого до высокой температуры, поступлении более сухого топлива или его обрывах) может произойти возгорание или взрыв топлива. Возгорание происходит, в первую очередь, в отложениях угольной пыли на стенах и горизонтальных участках топливного тракта. При взрывлении отложений, поступлении к ним значительного количества свежего воздуха может произойти взрыв или хлопок. Поэтому на работающем оборудовании в системах пылеприготовления запрещено открывать лазы и лючки.

Возгорание отложений пыли может происходить и в помещении котельного цеха. Для предотвращения этого следует проводить регулярную уборку, удаляя своевременно отложения угольной пыли, особенно с горячих поверхностей.

Для ликвидации случаев возгорания в системах пылеприготовления необходимо поддерживать на безопасном уровне температуру за мельницей, поддерживать в исправном состоянии средства пожаротушения (подача пара и воды в мельницы, питатели), своевременно пользоваться ими, регулярно проверять исправность соответствующих измерительных приборов, защит и блокировок, контролировать бесперебойное поступление топлива в мельницу по ее загрузке и сигналам датчиков обрыва топлива, своевременно устранять пыление. Для защиты элементов системы пылеприготовления от разрушения при взрывах пыли на них устанавливают взрывные клапаны в безопасных для обслуживания местах, причем выходные патрубки клапанов не должны устанавливаться по направлению к кабелям, газо-, мазуто- и маслопроводам.

Эксплуатация систем топливоподачи и пылеприготовления организуется в соответствии с «Правилами взрывопожаробезопасности топливоподачи электростанций» и «Правилами взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии».

Неполадки и аварии газозоудельного тракта. К оборудованию газозоудельного тракта относятся тягодутьевые машины (дымососы, вентиляторы), системы золоулавливания и золо- и шлакоудаления, а также устройства очистки поверхностей нагрева.

При работе тягодутьевых машин возможны перегрев и повреждение подшипников, вибрации и поломки роторов.

Перегрев и повреждение подшипников происходят чаще всего вследствие нарушения режимов смазки, снижения уровня масла или по причине его отсутствия в системе маслоснабжения, ухуд-

шения или прекращения охлаждения подшипников, а также из-за плохого качества ремонта и сборки.

Вибрации и поломки роторов тягодутьевых машин наступают вследствие неправильной их начальной балансировки, возникновения разбалансировки ротора из-за износа, отложений золы (пыли) на лопатках, особенно при мокром золоудалении. Поломка происходит в основном в местах повышенной концентрации напряжений (переходы с одного диаметра на другой, риски, глубокие царапины) или в сечениях с наиболее высокими напряжениями.

При повышенных вибрации и температуре (более 80 °С) тягодутьевые машины следует остановить и выявить причины этих неполадок.

Газоходы и воздухопроводы котла необходимо проверять на газовую плотность, на исправность обмуровки или изоляции, износ и коррозию, на отсутствие отложений золы и др. Контроль газовой плотности тракта осуществляется при регулярных осмотрах и контрольными (ежемесячными) измерениями подсосов с помощью факелов.

Изоляция (обмуровка) наносится на воздухопроводы и газоходы с целью уменьшения тепловых потерь в окружающую среду и для предохранения персонала от ожогов. Наружная температура поверхности ограждений не должна превышать 45 °С (при температуре воздуха до 25 °С).

Для наблюдения за износом и коррозией газоходов проводят периодические замеры толщины стенок, на базе которых устанавливают сроки и объемы ремонтных работ. Отложения пыли и золы в газоходах могут привести к их обрушению и значительным сопутствующим разрушениям другого оборудования, поэтому такие места фиксируют и за ними устанавливают постоянное наблюдение, а в периоды остановов проводят чистку.

Золоуловители являются обязательным оборудованием современной котельной. По условиям охраны воздушного бассейна работа котлов на твердом топливе с выключенными золоуловителями запрещена, должна обеспечиваться постоянная максимальная степень очистки дымовых газов.

При работе электрофильтров особое внимание следует уделять электробезопасности работы, качеству тепловой изоляции, поддержанию режимов электропитания и встряхивания электродов, равномерности распределения газа по секциям. От режима электропитания зависят эффективность очистки и энергозатраты на нее.

При повышении напряжения питания степень улавливания золы возрастает незначительно, но увеличиваются энергетические затраты. С увеличением загрязнения электродов возрастает электрическое сопротивление, падает сила тока и снижается ионизация газов и золы, т.е. при осаждении золы на электродах падает эффективность очистки. Поэтому необходимо проводить регулярную

встряску электродов и удалять осевшую золу, учитывая в то же время, что при встряске часть золы захватывается и уносится газовым потоком в дымовую трубу и далее в атмосферу. Режим встряски, как правило, устанавливают при испытаниях золоулавливающих устройств (ЗУУ) при сжигании разных топлив.

Значительный вред работе электрофильтров наносят неплотности обшивки и подсосы воздуха. Последние приводят к увеличению вторичного выноса золы из золоуловителей и золовыгружающих устройств, к увеличению скорости газового потока и повышенному эрозионно-коррозионному износу в местах подсосов. Опасны также накопления и зависания массы золы в сборных бункерах, приводящие к короткому замыканию в активной части электрофильтра и к отключению напряжения.

При сжигании мазута в пылеугольных котлах следует отключать электропитание от электродов (не выключая встряхивающих устройств), чтобы уменьшить оседание электропроводной сажи, способной вызвать короткое замыкание. Короткое замыкание возможно также в электрофильтрах при их включении после продолжительного останова, если перед остановом котла не была удалена зола с электродов и произошло ее увлажнение за период простоя.

При использовании электрофильтров наиболее распространены неисправностями являются отказы электрической части устройства; забивание газораспределительных решеток; прекращение выпуска золы (например, из-за забивания золоспускных устройств); значительные отложения золы на осадительных электродах; повышенная коррозия и др. Во всех случаях следует устанавливать причину отказа и принимать соответствующие меры: исправлять электрическую схему, очищать газораспределительные решетки и золоспуск, периодически увеличивать и уменьшать энергию встряски, восстанавливать тепловую изоляцию корпуса, устранять подсосы холодного воздуха.

В котлах с мокрыми золоуловителями следует следить за изменением их аэродинамического сопротивления, температурой в газоходах за ними, давлением и расходом орошающей и смывной воды. Вода, используемая в мощных золоуловителях, должна очищаться от механических примесей (чтобы не забивались сопла и форсунки). Увеличение сопротивления мокрых золоуловителей происходит в основном в результате образования отложений в зоне ввода орошающей воды (на прутковых решетках и стенах подводящих газоходов). Для удаления отложений периодически следует промывать решетки и входные патрубки.

В зависимости от температуры уходящих газов может меняться их вязкость и плотность и интенсивность уноса капель воды. Унос капель воды способствует развитию коррозионных процессов и увеличение отложений увлажненной золы в газоходах за золоуловителем и на лопатках дымососов.

Увеличение расхода орошающей воды позволяет улучшить степень улавливания золы, но одновременно ведет к повышенному охлаждению газов и выносу влаги со всеми вытекающими негативными последствиями.

В установках с сухими инерционными золоуловителями (например, циклонами-пылеуловителями) наиболее часто отмечаются износ летучей золой входных элементов и подводящих газопроводов, налипание золы и коррозия, а также ухудшение схода золы из бункеров золоуловителей. При осмотре следует выявлять места износа и проводить их ремонт. Для уменьшения износа можно применять специальные защитные накладки. Для борьбы с коррозией, отложениями золы и ухудшением ее схода в систему золоудаления следует исключать конденсацию паров воды, следить за состоянием теплоизоляции, производя ее своевременный ремонт.

В системах шлако- и золоудаления могут также возникать аварийные ситуации, и поэтому они требуют к себе повышенного внимания. В установках шлакоудаления и в шлаковых шахтах необходимо следить за достаточностью охлаждения и дробления выводимого из топки шлака, за бесперебойным поступлением воды на образование водяной ванны и гидравлического затвора, за плотностью шлаковой шахты и исправностью транспортеров. При опасности обрушения в шлаковую шахту значительных глыб шлака нужно принимать меры по их измельчению и удалению, не допускать расплавления и спекания этих глыб между собой до перекрытия шлаковых шахт.

В золосмывных аппаратах необходимо контролировать поступление воды и ее давление перед соплом, следить за исправностью гидрозатворов, чтобы не было подсосов воздуха, следить за равномерностью схода золы и отсутствием забивания аппаратов.

Попадающая в каналы золоудаления шлако- и золоводяная смесь (пульпа) смывается водой из побудительных сопел, установленных в канале с интервалом 6...10 м. При обслуживании необходимо устранять скопления золы и шлака в каналах, проводить своевременный их ремонт, восстанавливать облицовку.

Так как багерные насосы повреждаются при попадании в них металла, необходимо обеспечить качественное металлоулавливание и своевременную очистку ловушек от уловленных предметов.

Зола с значительным содержанием щелочно-земельных металлов может вызывать появление плотных отложений на пульпопроводах и забивать их. Забивание и цементация усиливаются при уменьшении скорости пульпы (ниже критического значения 1,2 м/с для золы и 1,6...2,1 м/с для шлака), а также при отключении пульпопроводов. В связи с этим при выводе золо- и шлакопроводов в ремонт или в резерв их необходимо в течение некоторого времени промывать чистой водой, а также через специальные люки проводить чистку. Наиболее повреждаемыми элементами являются шла-

коудаляющие устройства (шнековые или скреперные), каналы гидрозолоудаления (или пневмоудаления) и багерные насосы.

Шлакоудаляющие устройства выходят из строя при попадании в них значительных глыб шлака (при обрушении) или посторонних предметов. При повреждении большинства или всех устройств следует снижать временно нагрузку, пытаясь в это время освободить транспортеры от выпавших глыб шлака через имеющиеся в шлаковых шахтах лазы. Работы следует проводить с большой осторожностью, соблюдая правила техники безопасности. Если не удастся освободить все транспортеры, то котел следует остановить во избежание полного зашлаковывания топки.

Поломка багерных насосов происходит из-за попадания в них металлических и других предметов, которые могут случайно попасть в открытые каналы. Поэтому необходимо следить, чтобы каналы были постоянно закрытыми, а при обнаружении металла и других предметов их следует удалять.

Основные повреждения на линии шлако- и золоудаления вызываются износом и забиванием каналов. Для предотвращения повреждений от износа необходимы регулярный контроль, своевременный ремонт поврежденных участков или их поворот на 90... 120°. Для уменьшения износа стальные трубы шлако- и золопроводов облицовывают чугунами или базальтовыми лотками. Забивание пульпопроводов может создать серьезную аварийную ситуацию для электростанции. Поэтому при забивании следует увеличивать расход воды в пульпопроводах, а если это не помогает, останавливать их на чистку, вводя в работу резервные пульпопроводы. Причинами забивания могут быть также износ облицовки каналов, появление выбоин в стыках. Необходимо проводить регулярный контроль состояния каналов и не допускать работу со значительными уступами отдельных плит и с большими выбоинами, в которых могут оседать зола и шлак.

Средства очистки поверхностей нагрева обеспечивают эффективность работы поверхностей нагрева, удаление наружных отложений на трубах. В обдувочных аппаратах наиболее подвержены повреждениям сопловые головки, рычаги переключателей обратного хода, цепи управления и т.д. Повреждение насадок происходит вследствие обгораний. При неисправности управления и обрывах рычагов переключателей обратного хода насадки (с трубами) обдувочные аппараты могут остаться в топке или газоходах, что приведет к их обгоранию или серьезным деформациям. Поэтому в случае такой поломки следует принять все меры, чтобы извлечь аппарат из топки (газохода).

В котлах с дробеочисткой проверяют состояние и работоспособность дробеотделителей, тракта подачи дробы в бункера, привод пневмотранспорта, исправность и достаточность охлаждения дробераспределителей и др. Кроме того, при внутренних осмотрах

котла контролируют износ и наклеп очищаемых труб, проверяют равномерность распределения дробы по очищаемой поверхности.

В установках виброочистки следует проверять исправность вибраторов, исправность и достаточность охлаждения приводных штанг, плотность узла ввода штанги в котел, эффективность очистки всей поверхности в целом и отдельных ширм (змеевиков).

22.8. Основы эксплуатации электрооборудования котельной

Большинство основного и вспомогательного оборудования котельной установки, перемещающиеся механизмы, системы управления, контроля, защит и блокировок имеют электрический привод. Эти механизмы определяют работоспособность и надежность котла и поэтому имеют двойное питание от независимых источников с устройствами автоматического включения резерва (АВР). На крупные электродвигатели механизмов собственных нужд (питающих насосов, дымососов, вентиляторов, мельниц) подается напряжение 6 или 10 кВ, на более мелкие (электродвигатели насосов, шнеков, осветительные сети и цепи управления) — напряжение 0,4 кВ. Схемы собственных нужд (СН) станции обычно секционированы таким образом, что все механизмы одного котла получают питание с одной секции, другого — со второй, причем каждая секция имеет основное и резервное питание.

Практически все электродвигатели имеют защиты на отключение при повреждениях или перегрузках, сохраняющие их от разрушения и загорания. Кроме защит в электрических цепях управления установлены различные блокировки, например: при отключении двигателя мельницы отключается двигатель питателя; при отключении вентиляторов отключаются двигатели мельниц и питателей; при отключении от защит двигателей мельниц работает блокировка, запрещающая их повторное включение, и т.д.

Обслуживание электрооборудования на электростанции осуществляют работники электрического цеха и цеха тепловой автоматики и измерений.

При эксплуатации электрооборудования машинист котлов не имеет права вмешиваться в работу защит или блокировки и предпринимать какие-либо действия по замене плавких предохранителей, отключению кабелей от электродвигателей, их ремонту и т.д.

Информацию об отключении электродвигателей или исчезновении напряжения на секциях (у потребителей СН) машинист получает по миганию сигнальных ламп в цепях управления электродвигателей или по показаниям вольтметров на секциях. В этих случаях ему необходимо немедленно сообщить об этом на главный щит управления и начальнику смены, далее переводом ключей

управления в другое положение прекратить мигание сигнальных ламп и ждать указания с щита управления о возможности включения или вывода оборудования в ремонт. Машинист котла должен хорошо знать основные схемы питания электродвигателей СН, основные защиты и блокировки, а также порядок их работы, назначение контрольных ламп в цепях управления электродвигателей, порядок операций включения на пультах и щитах.

При эксплуатации электродвигателей механизмов СН машинист следит за токовой нагрузкой электродвигателей, не допуская их перегрузки выше красной черты (на приборе), за вибрацией электродвигателей, за температурой подшипников и корпусов электродвигателей: температура подшипников скольжения не должна превышать 80°C , подшипников качения — 95°C , корпуса электродвигателя — 100°C .

22.9. Организация и проведение ремонта котельного агрегата

Виды ремонтов котельного агрегата. В процессе работы котельной установкой основное и вспомогательное оборудование подвергается не только естественному износу, возможны также различные повреждения. В связи с этим возникает необходимость в восстановлении изношенных элементов, поэтому в зависимости от назначения подразделяют межремонтное обслуживание и планово-предупредительные (профилактические) ремонты. К последним относятся текущие и капитальные ремонты.

Межремонтное обслуживание включает в себя уход и надзор за оборудованием котельной, при котором выполняют работы по систематической смазке, обтирке, чистке, регулярному наружному осмотру с выявлением всех неисправностей. Проверяется нагрев отдельных частей и элементов оборудования и по мере необходимости выполняются мелкий ремонт оборудования, исправление незначительных дефектов, крепление деталей и т.д. Все мелкие дефекты, выявленные во время эксплуатации, должны устраняться немедленно, без останова агрегата, если это допускается правилами техники безопасности. Межремонтное обслуживание не планируют, эти работы выполняют персонал вахты и дежурный слесарь.

Планово-предупредительные ремонты котельного оборудования проводят согласно плану: текущий ремонт — два-три раза в год, капитальный — один раз в год. Объем работ зависит от типа оборудования и его состояния. В состав текущего ремонта входят следующие операции:

- частичная разборка оборудования;
- разборка и проверка отдельных узлов;

- ремонт или замена изношенных деталей;
 - осмотр и выявление состояния отдельных элементов;
 - проверка и опробование отремонтированного оборудования.
- При текущем ремонте проводятся следующие работы:

- наружная и внутренняя чистка поверхностей нагрева, чистка топки от шлаков и ремонт обмуровки, устранение подсосов;
- промывка пароперегревателя, измерение диаметра труб хвостовых поверхностей нагрева для определения золотого износа и замена отдельных изношенных труб;

- ремонт дефектной арматуры и гарнитуры котла;
- проверка плотности воздушного подогревателя и устранение неплотности;

- ремонт дымососов и вентиляторов;
- проверка состояния подшипников;
- центровка и балансировка;
- ремонт питателей сырого угля;
- проверка состояния, чистка и ремонт контрольно-измерительных приборов и аппаратуры автоматики.

Текущий ремонт выполняется на месте установки оборудования или в ремонтной мастерской.

При капитальном ремонте котельного агрегата полностью восстанавливается первоначальное состояние оборудования и улучшаются его технические характеристики путем проведения модернизации.

Капитальный ремонт предусматривает выполнение следующих операций:

- полную разборку котельного оборудования;
- замену основных частей, узлов и деталей, имеющих значительный износ;
- исправление всех обнаруженных дефектов и повреждений;
- проверку отремонтированных частей и деталей;
- их опробование и т.п.

Время, затрачиваемое на ремонт, зависит от характеристик оборудования, объема выполняемых работ и устанавливается в соответствии с нормами длительности простоя котлов в ремонте. Уменьшения времени ремонта при одновременном обеспечении хорошего качества работ достигают своевременной и тщательной подготовкой к ремонтным работам и улучшением технологии их проведения. К подготовительным ремонтным работам относятся:

- наружный и внутренний осмотры котлоагрегата;
- составление дефектной ведомости и графика ремонта с указанием полного объема работ;
- подготовка инструмента, запасных частей, материалов;
- проверка наличия и состояния подъемных механизмов, такелажных и других приспособлений и т.д.;
- сдача-приемка оборудования после окончания ремонта.

Слачу проводит ремонтный персонал или руководитель работ ремонтного цеха, а принимает работу руководство котельной в процессе выполнения операций по узлам при холодном состоянии оборудования, а по окончании ремонта по результатам проверки и испытания оборудования в целом.

П р и е м к а оборудования оформляется соответствующими документами, после чего котлоагрегат считают принятым и вводят в эксплуатацию.

Возникающие в процессе эксплуатации внезапные нарушения в работе оборудования (аварии) приводят к внеплановым аварийным ремонтам. В зависимости от объема аварийный ремонт может быть отнесен к текущему или капитальному. Правильно организованная система планово-предупредительных ремонтов сокращает до минимума возможность аварийного ремонта.

Ремонт поверхностей нагрева котла и пароперегревателя. Перед началом ремонта котел отключается от магистралей перегретого и насыщенного пара и от линии непрерывной продувки путем установки заглушек с хвостовиками. Затем очищаются концы экранных и кипяtilьных труб у барабанов и коллекторов для их осмотра при проверке агрегата на плотность. После этого проводится гидравлическое испытание при рабочем давлении. Во время испытания внимательно осматривают поверхности нагрева, коллекторы, сварные швы, вальцовочные соединения. После наружного осмотра котла выпускают из него воду и на питательной и спускных линиях (линии периодической продувки) устанавливают заглушки.

Перед открытием лазов в барабанах и лючков коллекторов необходимо еще раз убедиться в отсутствии давления в котле. Внутренний осмотр состояния барабанов и коллекторов проводится после полного их охлаждения и вентиляции. В случае производства ремонтных работ в барабане необходимо все трубы, входящие в него, закрыть деревянными пробками во избежание попадания в них посторонних предметов.

К работе по очистке поверхностей нагрева и топки от золы и шлака приступают после охлаждения топки и вентиляции. После наружной очистки трубы осматривают и замеряют их диаметр шаблоном для выявления золотого износа или раздутия. При этом допускается максимальное увеличение диаметра экранных и кипяtilьных труб в размере 5 %, змеевиков пароперегревателя из легированных труб — 2,5 % и углеродистых — 3,5 %. При выявлении труб, имеющих диаметр, больший, чем указано, их следует заменить. Одновременно необходимо обратить внимание на положение змеевиков пароперегревателя, состояние дистанционных гребенок, подвесок и др.

Некоторые виды ремонта труб, например, выправление прогнутых или имеющих отдулины и вмятины, наварка изношенных

снаружи стенок, замена поврежденных участков, можно проводить без удаления их из барабана или коллектора. Все трубы, которые не могут быть отремонтированы на месте, нужно вырезать и заменить новыми. Вырезку труб проводят газовой горелкой на расстоянии не ближе 50 мм от стенки барабана или коллектора. Оставшиеся развальцованные концы вырубаются ручными или пневматическими зубилами или приспособлениями.

В случае невозможности по различным причинам исправления отдельных повреждений труб котла или пароперегревателя их удаляют, а на их место устанавливают заглушки колпачкового типа. Эти заглушки изготавливают из куска цельнотянутой трубы необходимого диаметра длиной около 240 мм. Конец такой трубы сначала нагревается, а затем при помощи обжимки закругляется, и самый верх заваривается газовой горелкой. Внутри барабана или коллектора заглушка завальцовывается в соответствующее гнездо. Все заглушки, находящиеся в зоне высоких температур, должны быть защищены слоем торкрет-массы.

Концы труб, устанавливаемых в гнезда барабанов или коллекторов, должны быть ровно обрезаны под прямым углом к оси трубы.

Перед развальцовкой концы труб на длину 200...250 мм подвергают отжигу для устранения возможной закалки и придания им пластичного состояния, исключающего появление трещин при развальцовке.

Концы труб, устанавливаемых под вальцовку, необходимо очистить от грязи и коррозии до металлического блеска на длину, равную трехкратной толщине трубной решетки, в которую труба будет ввальцовываться.

Одновременно с наружной очисткой выполняют и внутреннюю очистку труб от окалины и коррозии. До металлического блеска необходимо очищать и гнезда перед установкой в них труб, так как наличие в них окалины, коррозии и грязи может вызвать неплотность вальцовочного соединения.

После установки труб в гнезда и тщательной их выверки приступают к вальцовке, которая заключается в расширении (раздаче) каждой трубы в отверстии трубной решетки при помощи особого инструмента — вальцовки, обеспечивающей плотное и прочное соединение их с телом барабана или коллектора. Для вальцовки труб применяют главным образом косые вальцовки, в которых подача конуса осуществляется за счет наклонного по отношению к оси корпуса расположения вальцующих роликов. Вальцовки изготавливают как с ручным, так и с механическим приводом.

Ремонт водяных экономайзеров. Перед началом ремонта необходимо выявить дефекты экономайзера путем гидравлического испытания и внешнего осмотра. Опрессовку проводят одновременно со всем котельным агрегатом на рабочее давление котла после наружной очистки агрегата.

У чугунных ребристых экономайзеров часто наблюдается течь во фланцах между калачами и ребристыми грубами. Эти неплотности возникают вследствие износа прокладок, а также поверхностей фланцев (на уплотнительных поверхностях появляются забоины, канавки, риски и т. п.). Дефекты поверхностей фланцев устраняются путем проточки их на станках или вручную. Для соединения ребристых труб с калачами применяют паронитовые прокладки толщиной 2 мм, которые перед установкой на место размачивают в горячей воде и натирают сухим графитом. В случае разрыва ребристой трубы ее заменяют новой или выключают из работы путем перестановки калачей.

При ремонте стальных экономайзеров необходимо тщательно проверить состояние участков труб вблизи вальцовочных соединений и сварных стыков. Подтеки воды указывают на нарушение плотности или образование свищей. Необходимо также проверить следующее: диаметры труб предельным шаблоном для обнаружения износа от истирания летучей золой или раздутия; состояние труб в зоне действия обдувки; обдувочные трубы и их расположение относительно змеевиков экономайзера (сопла труб при работе котла должны находиться посередине щелей между витками змеевиков); уплотнительные поверхности лючковых затворов и отверстий.

Уплотнительные поверхности лючковых отверстий и лючки должны быть очищены до металлического блеска. Поверхности лючковых отверстий осматриваются при помощи переносной лампы и небольшого зеркала. Следует учесть, что незначительные риски и раковины на уплотнительных поверхностях часто приводят к повреждениям и авариям. Поэтому они должны немедленно удаляться проточкой и шлифовкой.

В случае повреждения отдельных участков змеевиков последние в период текущих ремонтов вырезаются, и на их место ставятся закоротки. Если выполнить это по каким-либо причинам невозможно, разрешается удалить змеевик и на место трубы поставить колпачковую заглушку. При ближайшем капитальном ремонте все временные закоротки и заглушки должны быть заменены новыми змеевиками. При этом перед ремонтом экономайзера из него вырезают по два контрольных образца длиной по 100 мм для выяснения внутреннего состояния металла труб. Образцы вырезают из участков водяного экономайзера, подверженных наибольшему износу или коррозии и накипеобразованию: один образец из нижнего конца змеевика, а другой — из верхнего.

Ремонт трубопроводов с фланцевыми соединениями. В котельных малой и средней мощности применяют в основном два типа фланцев: стальные плоские приварные и стальные приварные встык. Плоские приварные фланцы применяются для условного давления $p_d = 0,25 \dots 2,5$ МПа, а фланцы приварные встык применяются для условного давления 1,6...6,4 МПа.

Для соединения фланцев между собой и присоединения их к арматуре применяют болты и шпильки. Болты, шпильки и гайки изготавливаются из углеродистой или легированной стали. Для болтов, шпилек и гаек фланцевых соединений выбор марок сталей проводится в соответствии с ГОСТом на эти фланцы. При этом гайки и шпильки изготавливаются из сталей разных марок. При изготовлении из стали одной марки они должны иметь разную твердость.

Для крепления фланцев на условное давление до 2,5 МПа применяются обычные болты, а в случае давления $p_d > 2,5$ МПа применяют шпильки с гайками на обоих концах. Изготовленные прокладки устанавливаются между фланцами и зажимаются болтами или шпильками. Прокладки делятся на мягкие и металлические.

Перекосы фланцевых соединений должны устраняться подгибкой труб на месте их установки. Такая подгибка обычно выполняется с подогревом прямого участка на длине, равной трехкратному диаметру. Нагрев осуществляется газовыми горелками на полосе, по ширине равной не более половины диаметра, с той стороны, в которую требуется сделать подгиб.

При смене прокладок нельзя применять для раздвижки фланцев зубила и клинья. Для этой цели рекомендуется использовать специальное приспособление, позволяющее свести к минимуму возможность повреждения зеркала соединений.

При ремонте трубопроводов необходимо обращать внимание на состояние опор и подвесок.

Ремонт арматуры. Различают ремонты арматуры для низкого и среднего давления. Местом проведения ремонта чаще всего являются ремонтные мастерские. Вваренная арматура высокого давления ремонтируется обычно на месте, без ее демонтажа. Перед снятием или вскрыванием арматуры необходимо сначала очистить ее от изоляции, а болты и гайки смазать керосином. В процессе осмотра арматуры необходимо проверить исправность корпуса (отсутствие свищей, трещин и других дефектов), состояние уплотнительных поверхностей (отсутствие на них царапин и забоев), чистоту обработки цилиндрической и нарезной частей шпинделя и легкость его вращения.

Наиболее ответственными узлами в арматуре, обеспечивающими герметичность запорного органа, являются уплотнительные поверхности. Поэтому при разборке и осмотре арматуры необходимо обращать особое внимание на состояние рабочих поверхностей клапанов и уплотнительных колец.

Одним из основных методов устранения небольших дефектов уплотнительных поверхностей арматуры является их притирка с помощью абразивного материала (наждака, корунда, стеклянной пыли и т. д.), помещаемого между притираемыми поверхностями. Притиркой можно удалять незначительные повреждения и неровно-

сти поверхностей глубиной до 0,05 мм, а также следы от резца. Более глубокие неровности в 0,1...0,2 мм устраняются шлифовкой или проточкой с последующей притиркой этих поверхностей. Для выполнения притирки седел и клапанов используют устройства, называемые притирами. Притиры изготавливаются из мягкого чугуна. Формы и размеры их зависят от формы и конструкции притираемых поверхностей. Рабочая часть притира должна иметь более высокие чистоту и точность, чем притираемые поверхности. Перед притиркой необходимо тщательно очистить рабочие поверхности притира и притираемые поверхности. Далее на притираемые поверхности наносится тонкий слой притирочного абразивного материала, смешанного с машинным маслом. Притирочный материал выбирают в зависимости от твердости металла притираемых поверхностей.

Притику выполняют в две стадии. На первой, предварительной, стадии притирки используют абразивные микропорошки, на второй, окончательной, применяют самые тонкие абразивные материалы марки М7. Доводку заканчивают с помощью пасты ГОИ.

Для грубой притирки бронзовых и медно-никелевых поверхностей используется стеклянная пыль. Наждачный порошок применяется для грубой притирки бронзовых, медно-никелевых, чугунных деталей, а также деталей из мягкой стали. Корундовый порошок применяется для притирки уплотнительных поверхностей из твердых материалов. Электрокорунд нормальный от темно-коричневого до серо-коричневого цвета применяется для притирки как твердых, так и вязких (кроме азотированных) твердых сплавов. Электрокорунд от белого до розового цвета применяется для притирки твердых сталей. Карборунд — порошок черного цвета, применяется для твердых металлов и сплавов. Карбид бора — порошок черного цвета, обладает очень высокой твердостью и применяется для притирки азотированных поверхностей из твердых сплавов.

Из притирочных порошков чаще всего изготавливаются пасты, состоящие из 20...30 мас. % парафина и 80...70 мас. % порошка. Такими пастами удобно пользоваться, и они лучше сохраняются. Паста ГОИ (состоит из оксида хрома, стеарина и силикагеля) изготавливается трех сортов: грубая — черного цвета, средняя — темно-зеленого и тонкая — светло-зеленого цвета.

Надежность работы арматуры в значительной степени определяется состоянием сальниковых уплотнений, исправность которых зависит главным образом от состояния шпинделя, втулок, а также от качества и типа набивочных материалов. При ремонте арматуры необходимо обращать особое внимание на состояние поверхности шпинделя в месте прохода его через сальниковую набивку. Износ шпинделя для арматуры среднего давления не должен быть больше 0,1 мм, и не более 0,05 мм для арматуры высокого давления.

Сальниковая набивка, применяемая для арматуры, имеет квадратное сечение. Толщина ее должна соответствовать зазору

между шпинделем и стенками сальника. Закладку сальниковой набивки следует проводить в виде колец, которые по диаметру должны соответствовать кольцевому отверстию между шпинделем и стенкой сальника, и уплотнение их выполнять с помощью только деревянных бородков.

После ремонта арматуру надо осмотреть и подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

22.10. Очистка котельного агрегата от внутренних отложений

При нагревании и испарении воды на внутренних стенках экранов и кипятильных труб, пароперегревателя и водяного экономайзера могут образовываться отложения накипи, которые удаляют ручным, механическим или химическим способами.

Ручной способ очистки применяют для паровых котлов низкого давления. Отложения шлама удаляют промыванием водой. Накипь счищают молотками, скребками или шаберами.

Паровые котлы среднего давления очищают механическим способом с помощью специального инструмента, приводимого в действие электродвигателями или пневматическими двигателями. Очистку труб проводят из барабана сверху вниз, а коллекторов — через лючки. Механическую очистку котлов от накипи осуществляют с помощью трубоочистителя (шарошки), а также пневматическими зубилами и круглыми проволоочными щетками. Во время вращения головок шестеренки шарошки расходятся в стороны под действием центробежной силы, прижимаются к стенкам трубы и счищают своими зубьями накипь.

Котлы низкого и среднего давления очищаются от накипи также химическими методами: содово-щелочным или фосфатным. В содово-щелочном методе предварительно проводят размягчение карбонатной, гипсовой или силикатной накипи, а также смешанных накипей. С этой целью используют раствор 1...2 кг соды или каустика на 1 м³ котловой воды. Для размягчения накипи кипятят щелочной раствор продолжительное время, иногда несколько суток. После кипячения раствора твердая накипь переходит в рыхлые отложения в виде шлама. Котел вскрывают, тщательно промывают от шлама и немедленно приступают к его механической очистке, так как разрыхленная накипь обладает способностью быстро цементироваться.

Существующий также фосфатный метод очистки от накипи может применяться для любого состава накипи, которую выщелачивают раствором Na₃PO₄ (тринатрийфосфата) из расчета 2 кг на 1 м³ воды. Раствором заполняют котел до нормального уровня и поднимают давление в котле до 0,25 МПа. Котел продувают через

каждые полчаса с подкачкой питательной воды. Продувку котла прекращают после того, как из котла начнет вытекать чистая вода.

На тепловых электростанциях при химических промывках применяют растворы хлороводородной (соляной), серной, адипиновой, ортофталевой, лимонной кислот, а также растворы на основе комплексонов. Для предотвращения разъедающего действия соляной кислоты на металл к ней добавляют ингибиторы: столярный клей, специальный препарат «Уникол», уротропин и др.

Очищенный от накипи котел внимательно осматривают с внутренней и наружной сторон, проверяя на наличие трещин, опасных разъемов и других дефектов. При устранении дефектов, а также по истечении очередного срока внутреннего осмотра или гидравлического испытания котел предъявляют инспектору котлонадзора для освидетельствования и получения соответствующего разрешения на работу.

22.11. Консервация и защита котла от стояночной коррозии

Как основное, так и вспомогательное теплоэнергетическое оборудование подвергается коррозии не только тогда, когда оно находится в работе, но, главным образом, тогда, когда оборудование простаивает. Эксплуатационные данные показывают, что продолжительность простоев может меняться в широких пределах — от суток до нескольких месяцев. Когда котлы и турбины находятся на капитальном и текущем ремонтах или когда их переводят в холодный или горячий резерв, температура металла существенно снижена, т.е. изменяются факторы коррозии. Так, если в паровом тракте в обычных условиях эксплуатации поверхности металла соприкасаются с перегретым паром и подвергаются газовой коррозии, то при остановках оборудования конденсация пара приводит к образованию на поверхности металла пленки влаги, в связи с чем возникает возможность протекания процессов электрохимической коррозии.

В большинстве случаев коррозионные повреждения оборудования во время простоев, в частности, так называемая «стояночная коррозия», обусловлены попаданием в контур ТЭС атмосферного воздуха. Так, во время капитальных и текущих ремонтов, когда проводят ревизию арматуры, замену поверхностей нагрева, вскрывают и осматривают коллекторы и барабаны котлов и т.д., вынужденно нарушается герметичность аппаратуры и приходится полностью или частично освобождать ее от воды. Даже при полном дренаже осушить внутреннюю поверхность таких сложных и развитых трубных систем, как пароводяные тракты современных котлов, практически невозможно. В процессе охлаждения происходит конденсация оставшегося пара, в результате чего на внутренних

металлических поверхностях образуется пленка конденсата. В остальных элементах оборудования имеются недренированные участки, в которых скапливается вода. Такими участками, например, являются нижние сгибы вертикальных змеевиков пароперегревателей. Кислород воздуха диффундирует через пленку влаги, в результате чего поверхности нагрева испытывают его коррозионное воздействие.

Чтобы устранить опасные последствия стояночной коррозии, нужно своевременно принимать меры по ее предотвращению. Специальные меры или способы уменьшения повреждаемости защиты оборудования от разрушения в результате коррозии во время простоев объединяются общим понятием — консервация оборудования.

Для защиты котлов от коррозии используют разные методы. В котлах малой и средней производительности используется сухой метод защиты. Метод заключается в том, что котел хорошо очищают от накипи и шлама, промывают и просушивают. В просушенный котел устанавливают противни с кусками прокаленного хлористого калия, негашеной извести или силикагеля, которые поглощают влагу, после чего котел герметично закрывают.

Газовый способ защиты заключается в заполнении котла азотом под давлением около 1 кПа (100 мм вод. ст.).

Мокрый способ защиты от коррозии заключается в заполнении котла слабым щелочным раствором гидроксида натрия NaOH (едкого натра) или ортофосфата натрия Na_3PO_4 . Для создания однородного состава щелочного раствора во всем объеме котла его подогревают до 80...100 °С на слабом огне топки, а затем перемешивают с помощью насоса. Воду из котла забирают из спускного штуцера, а обратно подают через парозапорный вентиль. При остановке котла на короткое время рекомендуется мокрый способ защиты, а на длительный — сухой или газовый.

22.12. Техническое освидетельствование котлов

Каждый котел должен подвергаться техническому освидетельствованию до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и внеочередному освидетельствованию в необходимых случаях. Первичное и внеочередное технические освидетельствования проводятся инспектором Госгортехнадзора России, а периодические — инженером специализированной организации, имеющим разрешение органов Госгортехнадзора России на выполнение такой работы.

Техническое освидетельствование состоит из наружного и внутреннего осмотров, а также гидравлического испытания. При наружном и внутреннем осмотрах выполняются следующие задачи:

- при первичном освидетельствовании проверяют, чтобы котел и его элементы не имели повреждений и были установлены в соответствии с Правилами;

- периодические и внеочередные освидетельствования подтверждают исправность котла и возможность его дальнейшей работы.

При наружном и внутреннем осмотрах котла внимание должно быть обращено на выявление возможных трещин, надрывов, отдулин, выпучин, коррозии стенок, пропусков в сварных, вальцовочных соединениях, а также повреждений обмуровки. Гидравлическими испытаниями проверяются прочность элементов котла и плотность соединения.

Технические освидетельствования проводятся специализированной организацией в определенные сроки:

- наружный и внутренний осмотры — не реже одного раза в четыре года;

- гидравлические испытания — не реже одного раза в восемь лет.

Организация — владелец котла должна самостоятельно проводить наружный и внутренний осмотры после каждой чистки внутренних поверхностей или ремонта элементов, но не реже чем через 12 мес, а также перед предъявлением котла для освидетельствования.

Гидравлические испытания под рабочим давлением организация — владелец котла — обязана проводить каждый раз после вскрытия барабана, коллектора или ремонта котла.

Внеочередное освидетельствование проводится в следующих случаях:

- если котел находился в бездействии более 12 мес;
- если котел был демонтирован и установлен на новом месте;
- после выправления выпучин или вмятин, а также после ремонта основных элементов котла с помощью сварки;
- после замены барабана, коллектора, экрана, пароперегревателя, водяного экономайзера;
- после замены более 50 % общего числа экранных и кипяtilных труб.

Результаты технического освидетельствования должны регистрироваться в паспорте котла.

Контрольные вопросы

1. Указать, какие требования предъявляются к машинистам котлов и каков порядок допуска их к самостоятельной работе.
2. В чем заключается подготовка к пуску котельного агрегата?
3. На что необходимо обратить особое внимание при наружном и внутреннем осмотрах котла перед его пуском?

4. Каким образом проверяется исправность вспомогательного оборудования котла?

5. В чем заключается проверка газозвдушного тракта котла?

6. Как проверяется пароводяной тракт котла?

7. Каким образом проверяется исправность и готовность к включению контрольно-измерительных приборов и автоматики?

8. В чем заключается проверка тракта подготовки топлива к сжиганию, системы шлако-, золоудаления и золоулавливания?

9. Как заполняется водой паровой котел?

10. Каков порядок контрольной опрессовки запорных устройств газового оборудования котла?

11. Каким образом продувается газопровод перед подачей газа в горелки?

12. Каким образом вентилируются топка и газоходы котла?

13. Каков порядок розжига газовой горелки?

14. Как разжечь мазутную форсунку?

15. Каков порядок пуска топки с молотковыми мельницами при пылевом сжигании топлива?

16. Как пустить в работу механическую топку с цепной решеткой?

17. Когда и каким образом продуваются водомерные колонки парового котла?

18. Как в период пуска котла следят за тепловым расширением экранов, барабана, коллекторов, трубопроводов?

19. Каким образом прогревается соединительный паропровод от котла к главному паропроводу и осуществляется включение котла в общий паропровод?

20. Каковы основные задачи обслуживания паровых и водогрейных котлов?

21. Каким образом поддерживаются давление пара и паропроизводительность котла, заданная температура перегретого пара?

22. Как осуществляется питание котла водой?

23. Как выполняется периодическая продувка котла?

24. Как проверить исправность предохранительных клапанов, манометра, водоуказательных стекол?

25. Укажите порядок выполнения продувки водоуказательных стекол.

26. Как проверяется работа дымососов, вентиляторов, питательных насосов?

27. Как выполняется плановый останов котельного агрегата?

28. В каких случаях проводится аварийный останов котла?

29. Какие аварии могут произойти из-за переполнения и упуска воды из барабана котла?

30. Назовите возможные причины повреждения кипяtilных и экранных труб, питательных и паровых трубопроводов.

31. Какие основные причины перегрева труб пароперегревателей?

32. Каковы основные причины повреждения стальных змеевиковых и чугунных водяных экономайзеров?

33. Каковы причины взрывов и хлопков в топке и газоходах при сжигании разных видов топлива?

34. Какие неполадки могут возникнуть в работе пылеприготовительного оборудования?

35. Какие неполадки и аварии возникают в оборудовании газоздушного тракта?
36. Какие виды неполадок бывают при работе электрофильтров, циклонов-пылеуловителей?
37. Назовите возможные причины аварий в системах шлако-, золоудаления.
38. Какие существуют виды ремонтов котельных агрегатов?
39. Какие работы выполняются во время текущего и капитального ремонтов?
40. Каков порядок выполнения ремонта поверхностей нагрева котла и пароперегревателя?
41. Назовите порядок работ при выполнении ремонта стальных и чугунных водяных экономайзеров.
42. Назовите порядок работ при выполнении ремонта трубопроводов с фланцевыми соединениями.
43. Как выполняется ремонт арматуры?
44. Как очищается поверхность котла от внутренних отложений?
45. Как проводится консервация котла и выполняется защита от стояночной коррозии?
46. Каков порядок технического освидетельствования котлов?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белан Ф. И. Водоподготовка: Учебник для техникумов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1979. — 208 с.
2. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: Учеб. пособие по подготовке рабочих на производстве / Л. И. Другов, Е. А. Игнатьевский, В. Н. Сорокин, А. И. Корнейчев. — М.: Высш. шк., 1986. — 192 с.
3. Деев Л. В., Балахничев Н. А. Котельные установки и их обслуживание: Практик. пособие для ПТУ. — М.: Высш. шк., 1990. — 239 с.
4. Десятин Г. Н., Лебедев В. Н., Пермиков Б. А. Теплогенерирующие установки: Учебник для вузов. — М.: Стройиздат, 1986. — 559 с.
5. Киселев Н. А. Котельные установки: Учеб. пособие для подготовки рабочих на производстве. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1979. — 270 с.
6. Кязимов К. Г., Гусев В. Е. Устройство и эксплуатация газового хозяйства: Учеб. пособие для нач. проф. образования. — М.: Колос, 1997. — 407 с.
7. Мейкляр М. В. Паровые котлы электростанций. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1974. — 312 с.
8. Михеев М. А., Михеева Н. М. Краткий курс теплопередачи: Учебник для вузов. — М., Л.: Госэнергоиздат, 1961. — 288 с.
9. Мурин Г. А. Теплотехнические измерения. — М.: Энергия, 1968. — 584 с.
10. Павлов И. И., Федоров М. Н. Котельные установки и тепловые сети: Учебник для техникумов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 1986. — 584 с.
11. Рациональное использование газа в сельском хозяйстве и коммунально-бытовом секторе: Справ. пособие / Под ред. А. И. Плужникова. — СПб.: Недра, 1997. — 576 с.
12. Сидельковский Л. Н., Юренев В. Н. Котельные установки промышленных предприятий: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 528 с.
13. Соколов Б. А. Котельные установки: Пособие для подготовки операторов газифицированных котельных. — М.: ГУЦ «Профессионал», 2001. — 154 с.
14. Соколов Б. А., Фельдман М. А. Газовое топливо и газовое оборудование: Пособие для подготовки операторов газифицированных котельных. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ГУЦ «Профессионал», 2002. — 100 с.
15. Соколов Б. А. Контрольно-измерительные приборы и автоматика газифицированных котельных: Учеб. пособие. — М.: ГУЦ «Профессионал», 2001. — 104 с.

16. Субботина В. П. Водный режим и химический контроль на тепловых электростанциях: Учебник для техникумов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1979. — 208 с.
17. Тарасюк В. М. Эксплуатация котлов: Настольная книга для операторов котельных. — Киев: Основа, 1999. — 287 с.
18. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н. В. Кузнецова. — М.: Энергия, 1973. — 246 с.
19. Хзмалян Д. М., Каган Я. А. Теория горения и топочные устройства: Учеб. пособие для студентов вузов / Под ред. Д. М. Хзмаляна. — М.: Энергия, 1976. — 488 с.
20. Чеботарев В. П. Справочник работника газифицированных котельных: Настольная книга обслуживающего персонала котельных. — Киев: Основа, 2000. — 296 с.
21. Эстеркин Р. И. Эксплуатация, наладка и испытание теплотехнического оборудования промышленных предприятий: Учебник для техникумов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 288 с.
22. Эстеркин Р. И. Промышленные парогенерирующие установки: Учебник для техникумов. — Л.: Энергия, 1980. — 400 с.
23. ПБ 12-529—03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. — М.: ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. — 200 с.
24. Правила технической эксплуатации электрических станций и тепловых сетей. — М.: Энергия, 1977. — 288 с.
25. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. — М.: НПО ОБТ, 1993. — 208 с.
26. Сборник правил и руководящих материалов по Котлонадзору. — 4-е изд. — М.: Недра, 1977. — 480 с.
27. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изм. от 07.08.2000 и 10.01.2003).

Предисловие	3
Введение	4
Глава 1. Краткие сведения из теплотехники	10
1.1. Агрегатное состояние вещества	10
1.2. Понятие о теплоносителе и его параметрах	12
1.3. Основные сведения о теплоте и энергии	13
1.4. Первое и второе начала термодинамики	16
1.5. Вода, водяной пар и их свойства	18
1.6. Паросиловые установки: назначение, устройство, принцип работы	20
1.7. Способы передачи теплоты: теплопроводность, конвекция, тепловое излучение	24
1.8. Теплопередача через многослойную стенку	27
Глава 2. Энергетическое топливо и его характеристики	29
2.1. Природное и искусственное топливо	29
2.2. Происхождение, добыча, переработка на месте, транспорт топлива	30
2.3. Состав твердого, жидкого и газообразного топлива	34
2.4. Теплотехнические характеристики топлива	39
2.5. Классификация твердого и жидкого топлив	43
Глава 3. Расчеты горения топлива. Составы продуктов полного и неполного сгорания топлива	46
3.1. Теоретически необходимый расход воздуха для сжигания топлива. Коэффициент избытка воздуха	46
3.2. Выход и состав продуктов полного сгорания топлива	48
3.3. Условия полного сгорания топлива. Продукты полного и неполного сгорания топлива	49
3.4. Контроль процесса горения топлива	50
3.5. Оптимизация процесса сжигания топлива	52
Глава 4. Тепловой баланс котельного агрегата	54
4.1. Общее уравнение теплового баланса котельного агрегата	54
4.2. Полезно используемая теплота для производства пара	56
4.3. Потери теплоты с уходящими газами	56
4.4. Потери теплоты от химической неполноты сгорания	59
4.5. Потери теплоты от механической неполноты сгорания	61
4.6. Потери теплоты от наружного охлаждения	61

4.7. Потери с физической теплотой шлаков	62
4.8. Зависимость КПД котла от его нагрузки	63
Глава 5. Сжигание газообразного топлива	66
5.1. Основные сведения по сжиганию газообразного топлива	66
5.2. Классификация газовых горелок	69
5.3. Принципы сжигания газа. Понятие о фронте пламени. Характеристика факела	70
5.4. Газовые горелки котлов	72
Глава 6. Газовые сети	81
6.1. Газоснабжение предприятий	81
6.2. Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки	83
6.3. Эксплуатация газорегуляторных пунктов (газорегуляторных установок)	93
6.4. Внутренние газопроводы	96
Глава 7. Сжигание мазута	99
7.1. Основные свойства мазута	99
7.2. Механизм горения мазута	100
7.3. Классификация и устройство форсунок для сжигания мазута	101
7.4. Мазутное хозяйство тепловых электрических станций	107
Глава 8. Слоевое сжигание твердого топлива	114
8.1. Классификация слоевых топков	114
8.2. Характеристики процесса горения твердого топлива в плотном слое	114
8.3. Топки для сжигания твердого топлива в слое	116
8.4. Топки с кипящим слоем	125
Глава 9. Сжигание твердого топлива в пылевидном состоянии	128
9.1. Особенности сжигания твердого топлива в пылевидном состоянии	128
9.2. Технологическая схема пылеприготовления	129
9.3. Физические свойства угольной пыли	130
9.4. Схемы пылеприготовления	134
9.5. Сушка топлива перед его сжиганием	136
9.6. Мельницы для приготовления пыли	136
9.7. Элементы систем пылеприготовления	145
9.8. Пылеугольные горелки и схемы их расположения в топке	148
9.9. Топки для пылеугольного сжигания твердого топлива с твердым шлакоудалением	151
9.10. Топки с жидким шлакоудалением	153
Глава 10. Котельные установки	157
10.1. Классификация котельных агрегатов	157
10.2. Основные элементы паровых и водогрейных котлов	158
10.3. Паровые котлы	179
10.4. Водогрейные котлы	191

10.5. Парогазовые установки тепловых электрических станций	204
10.6. Новые перспективные направления развития котельной техники малой и средней мощности	206
Глава 11. Воздушный и дымовой тракты котельных установок	211
11.1. Схемы подачи воздуха и удаления продуктов горения топлива	211
11.2. Естественная и искусственная тяга. Принцип работы дымовой трубы	212
11.3. Регулирование тяги. Причины нарушения тяги	213
11.4. Устройство и принцип работы дутьевого вентилятора и дымососа	214
11.5. Эксплуатация дымососов и вентиляторов	216
Глава 12. Защита окружающей среды при работе котельных агрегатов	218
12.1. Вредные примеси в продуктах горения	218
12.2. Очистка продуктов горения от механических примесей	221
12.3. Очистка продуктов горения от газообразных токсичных выбросов	226
Глава 13. Шлакозолоудаление	232
13.1. Выход и характеристики золы и шлака	232
13.2. Механическая система шлакозолоудаления	233
13.3. Пневматическая система шлакозолоудаления	234
13.4. Гидравлическая система шлакозолоудаления	237
Глава 14. Абразивный износ, коррозия, загрязнение и очистка поверхностей нагрева	240
14.1. Абразивный износ поверхностей нагрева	240
14.2. Коррозия поверхностей нагрева	241
14.3. Коррозия металла внутренних поверхностей нагрева	243
14.4. Загрязнение и очистка наружных поверхностей нагрева	247
Глава 15. Водоподготовка и водно-химические режимы котельного агрегата	252
15.1. Физико-химические характеристики природной воды	252
15.2. Влияние качества воды на работу котла	255
15.3. Нормы качества питательной, сетевой, подпиточной воды и пара	256
15.4. Удаление механических примесей и коллоидных веществ из воды	259
15.5. Методы умягчения воды	260
15.6. Обессоливание воды	264
15.7. Современные способы очистки воды	265
15.8. Деаэрация воды. Атмосферные и вакуумные деаэраторы	267
15.9. Водно-химический режим и продувка парового котла	270
15.10. Ступенчатое испарение воды	272
15.11. Сепарация и промывка пара	273
15.12. Контроль водно-химического режима котлов	276

Глава 16. Питательные устройства	279
16.1. Центробежные насосы	279
16.2. Паровые поршневые насосы	282
16.3. Инжекторы	284
Глава 17. Арматура котлов	286
17.1. Классификация арматуры котельного агрегата	286
17.2. Запорная арматура	287
17.3. Предохранительные клапаны	293
17.4. Обратные и регулирующие клапаны	295
17.5. Водоуказательные приборы	297
Глава 18. Трубопроводы котельной	299
18.1. Классификация трубопроводов	299
18.2. Питательные трубопроводы	300
18.3. Паропроводы	302
18.4. Дренажные трубопроводы	304
18.5. Опоры, подвески и компенсаторы	305
18.6. Тепловая изоляция трубопроводов	308
Глава 19. Материалы, используемые в котельной технике	310
19.1. Металлы и сплавы	310
19.2. Огнеупорные и теплоизоляционные материалы	313
19.3. Прокладочные и набивочные материалы	315
Глава 20. Контрольно-измерительные приборы	317
20.1. Общие сведения. Виды измерений. Погрешность измерения. Класс точности прибора	317
20.2. Приборы для измерения температуры	318
20.3. Приборы для измерения давления	326
20.4. Приборы для измерения расхода вещества	337
20.5. Приборы для измерения уровня воды в барабане котла	341
20.6. Приборы для измерения состава газов	342
Глава 21. Автоматизация работы котлов	348
21.1. Функции, выполняемые автоматикой	348
21.2. Схемы регулирования основных параметров котельного агрегата	349
21.3. Принципиальная схема автоматической системы безопасности котельного агрегата	351
21.4. Первичные приборы (датчики) системы автоматического регулирования работы котлов	352
21.5. Первичные приборы (датчики) автоматической системы безопасности	354
21.6. Запально-защитное устройство	355
21.7. Система автоматического регулирования «Контур»	357
21.8. Комплект средств управления	363
21.9. Управление работой котельного агрегата с помощью программно-технического комплекса	369

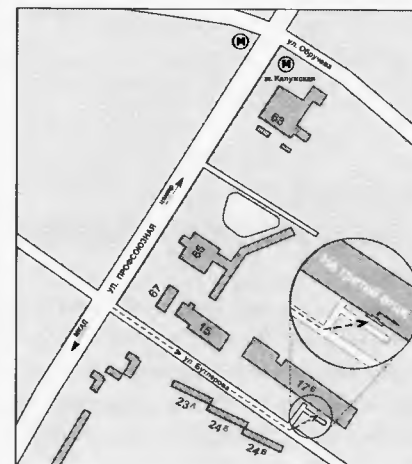
Глава 22. Эксплуатация котельных установок	375
22.1. Общие положения	375
22.2. Подготовка котельного агрегата и вспомогательного оборудования к пуску котла	379
22.3. Пуск парового котла из холодного состояния	382
22.4. Обслуживание котельной установки во время работы	387
22.5. Плановый останов котельного агрегата	393
22.6. Аварийный останов котла	394
22.7. Неполадки и аварии в котельной. Повреждения и ремонт котла	395
22.8. Основы эксплуатации электрооборудования котельной	409
22.9. Организация и проведение ремонта котельного агрегата	410
22.10. Очистка котельного агрегата от внутренних отложений	417
22.11. Консервация и защита котла от стояночной коррозии	418
22.12. Техническое освидетельствование котлов	419
Список литературы	423

В розницу:

- Выставка-продажа литературы издательства (Москва, ул. Черняховского, 9, здание Федерального института развития образования). Тел./факс: (495) 152-1878
- Книжный клуб «Олимпийский» (Москва, Олимпийский пр-т, 16, 5-й этаж, место 20; 3-й этаж, место 166)
- Московский дом книги (Москва, ул. Новый Арбат, 8)
- Дом педагогической книги (Москва, ул. Б. Дмитровка, 7/5; ул. Кузнецкий мост, 4)
- Торговый дом «Библио-Глобус» (Москва, ул. Мясницкая, 6)
- Дом технической книги (Москва, Ленинский пр-т, 40)
- Дом медицинской книги (Москва, Комсомольский пр-т, 25)
- Магазин «Библиосфера» (Москва, ул. Марксистская, 9)
- Сеть магазинов «Новый книжный» (Москва, Сухаревская пл., 12; Волгоградский пр-т, 78)

Оптом:

- Москва, ул. Бутлерова, 17-Б, 3-й этаж, к. 360 (здание ГУП «Книгоэкспорт»). Тел./факс: (495) 334-7873, 330-1092, 334-8337. E-mail: sale@academia-moscow.ru



Учебное издание

Соколов Борис Александрович

Котельные установки и их эксплуатация

Учебник

2-е издание, исправленное

Редактор *Л. А. Левченкова*

Технический редактор *О. Н. Крайнова*

Компьютерная верстка: *Н. Н. Лопашова*

Корректоры *Е. В. Соловьева, С. Ю. Свиридова, Т. Н. Морозова*

Изд. № 102107818, Подписано в печать 30.11.2006. Формат 60×90/16.
Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Бумага тип. № 2. Усл. печ. л. 27,0.
Тираж 3 000 экз. Заказ № 5154.

Издательский центр «Академия». www.academia-moscow.ru
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.953.Д.004796.07.04 от 20.07.2004.
117342, Москва, ул. Бутлерова, 17-Б, к. 360. Тел./факс: (495) 330-1092, 334-8337.

Отпечатано с электронных носителей издательства.
ОАО «Тверской полиграфический комбинат», 170624, г. Тверь, пр-т Ленина, 5.
Телефон: (4822) 44-52-03, 44-50-34. Телефон/факс: (4822) 44-42-15
Home page - www.tverpk.ru Электронная почта (E-mail) - sales@tverpk.ru



- Санкт-Петербург, наб. Обводного канала, 211-213, литер «В». Тел./факс: (812) 259-6229, 251-9253. E-mail: fspbacad@peterstar.ru (оптово-розничная торговля)
- Нижний Новгород, ул. Алексеевская, 24 «Д». Тел./факс: (831-2) 34-1158, 18-0404. E-mail: voc-edu@mail.ru (оптово-розничная торговля)